



# 6 Aperçu des activités

---

<b>6.1</b>	<b>Stratégie</b>	<b>42</b>
6.1.1	Contexte	42
6.1.2	Vision stratégique	43
6.1.3	Axes stratégiques à l'horizon 2020	43
6.1.3.1	Renforcer les avantages compétitifs du Groupe sur les bases existantes	43
6.1.3.2	S'implanter dans des pays clés	44
6.1.3.3	Répondre à la diversité de ses clients dans le monde	44
6.1.3.4	Maîtriser son avenir, en conjuguant l'expertise unique d'EDF et l'anticipation des besoins à long terme	44
6.1.4	Politique d'investissement	45
6.1.4.1	Investissements en 2012	45
6.1.4.2	Investissements en 2013	45
6.1.4.3	Investissements à l'horizon 2015	45
<b>6.2</b>	<b>Présentation de l'activité du groupe EDF en France</b>	<b>46</b>
6.2.1	Opérations non régulées France	46
6.2.1.1	Production d'électricité	46
6.2.1.2	Commercialisation	66
6.2.1.3	Optimisation amont/aval – trading	73
6.2.2	Opérations régulées France	75
6.2.2.1	Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité	75
6.2.2.2	Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	79
6.2.2.3	Systèmes Énergétiques Insulaires	84
6.2.2.4	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE »)	85
<b>6.3</b>	<b>Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international</b>	<b>86</b>
6.3.1	Royaume-Uni	87
6.3.1.1	EDF Energy et le marché britannique	87
6.3.1.2	La stratégie	87
6.3.1.3	Les résultats opérationnels	88
6.3.1.4	Les engagements de développement durable	88
6.3.1.5	Les engagements en tant qu'employeur	89
6.3.1.6	London 2012 – Jeux olympiques et paralympiques	89
6.3.1.7	Structure d'EDF Energy	89

<b>6.3.2</b>	<b>Italie</b>	<b>96</b>
6.3.2.1	Stratégie du groupe EDF en Italie	96
6.3.2.2	Présentation de l'activité du Groupe en Italie	97
6.3.2.3	Production électrique	98
6.3.2.4	Activités d'Edison dans le secteur des hydrocarbures	98
6.3.2.5	Structure des ventes et commercialisation	98
6.3.2.6	Efficacité énergétique en Italie	98
6.3.2.7	Activités régulées en Italie	99
<b>6.3.3</b>	<b>Autres International</b>	<b>100</b>
6.3.3.1	Europe continentale	100
6.3.3.2	Amérique du Nord	104
6.3.3.3	Asie-Pacifique	107
6.3.3.4	Amérique latine, Afrique et Moyen-Orient	109
<b>6.4</b>	<b>Autres activités et fonctions transverses</b>	<b>111</b>
<b>6.4.1</b>	<b>Autres activités</b>	<b>111</b>
6.4.1.1	EDF Trading	111
6.4.1.2	Énergies nouvelles	112
6.4.1.3	Dalkia	117
6.4.1.4	Électricité de Strasbourg	117
6.4.1.5	Tiru	118
6.4.1.6	EDF Trading Logistics	118
6.4.1.7	Autres participations	118
<b>6.4.2</b>	<b>Activités gaz</b>	<b>118</b>
6.4.2.1	Marché final du gaz naturel	118
6.4.2.2	Projets et actifs gaziers	119
<b>6.5</b>	<b>Environnement législatif et réglementaire</b>	<b>121</b>
<b>6.5.1</b>	<b>EDF entreprise publique</b>	<b>121</b>
<b>6.5.2</b>	<b>Service public en France</b>	<b>121</b>
<b>6.5.3</b>	<b>Législation relative au marché de l'électricité</b>	<b>122</b>
6.5.3.1	Législation européenne	122
6.5.3.2	Législation française : Code de l'énergie	122
<b>6.5.4</b>	<b>Législation relative au marché du gaz</b>	<b>125</b>
6.5.4.1	Législation communautaire	125
6.5.4.2	Législation française : Code de l'énergie	125
<b>6.5.5</b>	<b>Les concessions de distribution publique d'électricité</b>	<b>126</b>
<b>6.5.6</b>	<b>Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité</b>	<b>126</b>
6.5.6.1	Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité	126
6.5.6.2	Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF	128

6.5.7	Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie	133
6.5.8	Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF	133
6.5.8.1	Réglementation future au niveau communautaire	133
6.5.8.2	Réglementation future au niveau national	134
<b>6.6</b>	<b>Informations environnementales et sociétales</b>	<b>135</b>
6.6.1	Démarche de développement durable	135
6.6.1.1	Pilotage du développement durable	135
6.6.1.2	Formation des managers et des salariés au développement durable	135
6.6.2	Informations environnementales	136
6.6.2.1	Politique environnementale	136
6.6.2.2	Sûreté des équipements industriels et sécurité des salariés et des tiers	137
6.6.2.3	Politique et gestion des déchets	139
6.6.2.4	Gestion durable des ressources	140
6.6.2.5	Changement climatique	143
6.6.2.6	Protection de la biodiversité	147
6.6.3	Informations sociétales	149
6.6.3.1	Éthique et transparence vis-à-vis des parties prenantes	149
6.6.3.2	Dispositifs de dialogue avec les parties prenantes	150
6.6.3.3	Le domaine sociétal	152
6.6.4	Dispositifs de reporting	155

Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production nucléaire, renouvelable et fossile, le transport, la distribution, la commercialisation, les services d'efficacité et de maîtrise de l'énergie, ainsi que le négoce d'énergie. Il est l'acteur principal

du marché français de l'électricité et détient des positions fortes en Europe (Royaume-Uni, Italie, pays d'Europe centrale et orientale) qui en font l'un des électriciens leader dans le monde et un acteur gazier reconnu.

(en gigawatts)	Capacité nette <sup>(1)</sup> de production		Capacité brute <sup>(2)</sup> de production	
	2012	2011	2012	2011
Nucléaire	74,7	74,8	77,5	77,5
Thermique à Flamme	37,8	34,4	47,7	50,4
Hydraulique et autres renouvelables	27,0	25,4	31,1	30,9

(1) Capacité nette : capacité de production revenant au Groupe en application des règles de consolidation comptable.

(2) Capacité brute : capacité physique totale de l'unité dans laquelle le Groupe dispose d'un intérêt.

Avec une puissance installée nette de 139,5 GWe<sup>1</sup> dans le monde au 31 décembre 2012 (128,5 GWe<sup>2</sup> en Europe) pour une production mondiale de 642,6 TWh, le Groupe dispose, parmi les grands énergéticiens mondiaux, du parc de production le plus important et le moins émetteur de CO<sub>2</sub> par kilowattheure produit<sup>3</sup> grâce à la part du nucléaire, de l'hydraulique et des autres énergies renouvelables dans son mix de production.

Le groupe EDF fournit de l'électricité, du gaz et des services associés à plus de 39,3 millions de comptes client<sup>4</sup> dans le monde (dont près de 28,6 millions en France).

Les activités du Groupe traduisent le choix d'un modèle équilibré entre la France et l'international, opérations concurrentielles et régulées et reposant sur une intégration amont-aval. En 2012, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 72,7 milliards d'euros, un excédent brut d'exploitation de 16,1 milliards d'euros et un résultat net courant de 4,2 milliards d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les parts de marché du Groupe sur ses trois principaux secteurs opérationnels en 2012 et 2011 :

	Électricité (production)		Gaz (vente)	
	2012	2011	2012	2011
France	84 %	80 % <sup>(1)</sup>	4 % <sup>(2)</sup>	4 % <sup>(2)</sup>
Royaume-Uni	n.d. <sup>(4)</sup>	20 % <sup>(3)</sup>	n.d. <sup>(4)</sup>	5 % <sup>(3)</sup>
Italie	9 % <sup>(5)</sup>	12 % <sup>(5)</sup>	21 % <sup>(5)</sup>	20 % <sup>(5)</sup>

(1) Calculé sur la base de l'Énergie électrique en France, publiée par RTE en 2011 et 2012.

(2) Calculé sur la base de données issues du site du ministère en charge de l'énergie (France).

(3) Calculé sur la base de données publiées par le Department of Energy and Climate Change (Royaume-Uni).

(4) Données non disponibles à la date de dépôt du présent document de référence.

(5) Données Edison, issues du rapport annuel et du site internet d'Edison.

## 6.1 Stratégie

### 6.1.1 Contexte

Le contexte prégnant de crise économique et financière a un impact sur tous les acteurs économiques des pays membres de l'OCDE, y compris les énergéticiens. Le secteur énergétique doit de plus faire face à des incertitudes sur les prix très volatiles du gaz et du pétrole ainsi que du CO<sub>2</sub> sur le marché européen du carbone. Le secteur énergétique est aussi confronté aux évolutions des politiques régulatrices et environnementales en Europe. Mais ces facteurs ne doivent pas masquer les tendances de fond et les défis de long terme, qui demeurent présents en tout état de cause et doivent guider les décisions des énergéticiens qui ont à inscrire leur action dans la durée.

Les changements mondiaux majeurs en cours sont caractérisés par :

- une croissance énergétique mondiale de long terme (+ 40 % en 2035 par rapport à 2009), surtout dans les pays émergents à démographie en expansion, encore plus soutenue pour l'électricité (+ 70 % en 2035) ; à

ce jour, 1,3 milliard de personnes n'ont pas accès à l'électricité, ce qui constitue un frein considérable au progrès ;

- le coût croissant de l'accès aux ressources et énergies primaires ;
- la nécessité de respecter les politiques environnementales visant à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> dans la production d'énergie afin de limiter les effets du changement climatique. Le secteur électrique a un rôle majeur à jouer pour respecter cet objectif ;
- la montée d'un monde pluriel et multipolaire : nouvelles puissances économiques émergentes (Chine, Brésil, Inde, Russie), signifiant la fin de l'exclusivité des pays développés sur les technologies les plus performantes ;
- un ensemble de solutions énergétiques répondant aux attentes d'un monde de plus en plus urbain (50 % de la population mondiale vit en ville aujourd'hui, et le taux d'urbanisation devrait atteindre 70 % en 2050) : systèmes urbains, énergies locales, réseaux et compteurs intelligents ;

1. Source : EDF. Chiffres calculés conformément aux règles de consolidation comptable.

2. Hors capacités installées d'EDF Energies Nouvelles en Europe, soit 2 067 MW.

3. Source : PriceWaterhouseCoopers, Facteur carbone européen, novembre 2012.

4. Source : EDF. Un client peut avoir deux comptes client : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.

- la prise en compte accrue de la sûreté vis-à-vis des risques industriels majeurs, tels les accidents de plateformes pétrolières ou centrales nucléaires : Fukushima a ainsi profondément marqué l'année 2011 et les politiques énergétiques de certaines grandes économies des pays développés.

Le défi énergétique mondial consiste à répondre à la croissance des besoins, malgré le coût croissant d'accès aux ressources en énergies primaires et la contrainte climatique. Il constitue cependant un avantage pour l'électricité, « vecteur énergétique », dès lors que l'ensemble de la palette des ressources primaires (nucléaire, renouvelables, fossiles) peut être utilisée pour constituer le mix énergétique adapté à chaque pays, pour produire une électricité abordable et respectueuse de l'environnement et du climat.

Dans ce contexte, les technologies peu émettrices de CO<sub>2</sub> sont à privilégier en amont, tandis qu'en aval la demande d'énergie doit être maîtrisée grâce à des usages plus efficaces.

## 6.1.2 Vision stratégique

Face à l'ensemble de ces mutations et aux évolutions géopolitiques en cours, EDF – déjà premier producteur mondial d'électricité – a l'ambition d'être le premier électricien mondial de référence, ce qui implique :

- de rechercher, dans chaque pays où il exerce ses activités, le meilleur mix de production, adapté aux conditions techniques, économiques et environnementales, en liaison étroite avec les différentes autorités publiques concernées et l'ensemble des parties prenantes ;
- d'assurer, par sa maîtrise industrielle sur l'ensemble du système électrique (production, réseaux...), la qualité de service sur les volumes délivrés aux clients. En particulier, d'être leader sur la sûreté nucléaire pour en faire bénéficier ses parcs existants et en développement, en France, en Europe et dans le monde ;
- d'étendre et multiplier les usages performants de l'électricité. Les besoins d'efficacité énergétique (maîtrise de la demande), les systèmes intelligents de gestion des réseaux (*smart grids*) et la mobilité électrique constituent autant de chantiers contribuant au concept de « ville durable » ;
- d'avoir un horizon mondial, pour savoir aller chercher la croissance là où elle se trouve, en diversifiant les types de production et les pays. Cela favorise le bénéfice du retour d'expérience issu des zones où EDF est déjà implanté, et la mise en œuvre des meilleures technologies disponibles dans tous les pays concernés ;
- d'innover sur tous les maillons de la chaîne intégrée de production, transport, distribution, commercialisation, services et *trading*, pour préparer les solutions de demain.

Pour une énergie vitale comme l'électricité, l'ensemble de ces missions relève d'une démarche de service public, héritage du Groupe et atout durable pour le futur, adapté à chaque contexte local.

## 6.1.3 Axes stratégiques à l'horizon 2020

### 6.1.3.1 Renforcer les avantages compétitifs du Groupe sur les bases existantes

#### Le savoir-faire industriel d'EDF : cœur du métier d'EDF

Le Groupe dispose d'un savoir-faire industriel reconnu dans la production, le transport, la distribution et l'aval (commercialisation, services d'efficacité et de maîtrise de l'énergie) en tant qu'acteur intégré dans la conception, la construction et l'exploitation des moyens, exemplaire sur la sûreté de l'outil industriel, sa performance et la satisfaction des clients.

En matière de production notamment, le Groupe entend déployer ses compétences dans toutes les filières : nucléaire comme grand hydraulique, autres énergies renouvelables, centrales thermiques à gaz et au charbon propre.

Un nucléaire sûr repose sur la responsabilité d'un opérateur, qui comme EDF, intègre les compétences d'exploitant, de constructeur et de concepteur, sur une dynamique de l'amélioration permanente, ainsi que sur une autorité de sûreté indépendante et compétente.

À la suite de l'accident de Fukushima et des tests de résistance européens, EDF renforce encore la protection des centrales nucléaires face aux inondations et séismes, et a mis en place une force d'intervention rapide pour faire face à des événements extrêmes, comme la perte d'alimentations électriques et de sources froides (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

Au moment où de nombreux pays recourent au nucléaire pour faire face à leurs besoins en énergie abordable et décarbonée, il est important de mettre en place une discipline internationale pour aller vers un nucléaire encore plus sûr et plus exigeant sous l'impulsion de l'Agence internationale de l'énergie atomique (« AIEA ») et de l'Organisation mondiale des exploitants nucléaires (« WANO »).

EDF est une référence mondiale, capable de proposer ses compétences et d'accompagner les opérateurs ou les pays qui souhaitent exploiter et développer un nucléaire plus sûr.

#### La France : fondement de la légitimité industrielle du Groupe dans le monde

EDF poursuivra en France les actions menées depuis 2010. Le Groupe s'est fixé trois priorités sur son marché domestique :

- la performance opérationnelle relative au parc de production (intégrant le retour d'expérience tiré de Fukushima), aux réseaux et à l'accompagnement de ses clients ;
- le renforcement de l'outil industriel, à travers les investissements, avec en particulier l'EPR de Flamanville, les parcs d'éoliennes *off-shore* ou de nouveaux cycles combinés gaz ;
- le renouvellement des compétences, grâce à la capacité à faire évoluer les collaborateurs du Groupe, à développer la mobilité et à attirer les talents.

#### Le Royaume-Uni : renforcement des positions

EDF a pour ambition d'asseoir son ancrage au Royaume-Uni, qui prépare une phase importante de renouvellement de son parc de production. Les décisions politiques de soutien des énergies bas carbone, ainsi que les échanges en cours avec le gouvernement britannique sur les conditions de rentabilité, permettent au Groupe de travailler sur ses projets de développement nucléaire. En parallèle, il entend prolonger la durée de vie du parc existant, dans les conditions maximales de sécurité.

#### L'Italie : plateforme de développement du Groupe

La prise de contrôle d'Edison intervenue le 24 mai 2012 (voir section 6.3.2.1 (« Stratégie du groupe EDF en Italie »)) permet au groupe EDF de diversifier son mix de production, de renforcer sa position, avec le plein contrôle d'Edison, en Italie, l'un des marchés clés de l'énergie en Europe, qui bénéficie d'une position géostratégique importante pour les approvisionnements gaziers.

En matière gazière, EDF pourra compter sur les compétences d'Edison (en particulier pour l'Exploration & Production) et sur ses positions complémentaires à celle du Groupe sur les infrastructures gazières (en particulier le terminal GNL de Rovigo). Dans l'électricité, Edison deviendra une plateforme pour le développement du Groupe dans l'ensemble des pays du bassin méditerranéen, notamment sur la production thermique et l'hydraulique.

### La Pologne : des perspectives de développement

Le Groupe a vocation à se développer dans ce pays, caractérisé par des perspectives de croissance, tant pour l'activité économique que pour la consommation électrique. Le Groupe y exerce trois de ses métiers, production thermique comme renouvelable, services énergétiques et commercialisation, et y poursuit la mise en place de synergies opérationnelles.

### Les autres pays européens

Déjà présent au Benelux et en Europe centrale, le Groupe a la volonté de favoriser la concrétisation des synergies opérationnelles et de se développer dans les pays européens en croissance électrique.

#### 6.1.3.2 S'implanter dans des pays clés

EDF distingue quatre pays clés en termes de développement international : la Russie, la Turquie, le Brésil et la Chine. Tous sont des pays à forte croissance avec des besoins importants en énergie électrique et essentiels pour le développement de certains métiers du Groupe : le nucléaire en Chine, l'hydraulique au Brésil, l'approvisionnement en gaz de l'Europe pour la Russie.

#### 6.1.3.3 Répondre à la diversité de ses clients dans le monde

EDF souhaite renforcer sa présence internationale et valoriser la diversité de son expertise. Au-delà des quatre pays clés mentionnés ci-dessus, EDF a pour objectif de développer des projets créateurs de valeur, le plus souvent en partenariat avec des acteurs locaux.

En matière de production, le Groupe vise à horizon 2020 une capacité installée qui maintienne sa position parmi les leaders mondiaux, avec 50 % de nucléaire, 25 % de thermique gaz ou charbon, et 25 % d'hydraulique et autres énergies renouvelables (éolien, biomasse, solaire...) :

- le nucléaire, qui fournit une électricité compétitive et sans CO<sub>2</sub>, a toute sa place dans le mix énergétique mondial. Des pays comme la Russie, le Brésil, l'Inde, les États-Unis, la Chine, l'Afrique du Sud et plusieurs pays de l'Union européenne comme le Royaume-Uni, la Pologne, la Finlande ou la République tchèque, par exemple, ont confirmé que le nucléaire est amené à jouer un rôle significatif dans leur production électrique ;
- dans le thermique à flamme, EDF entend apporter sa maîtrise des technologies les plus modernes, les plus respectueuses de l'environnement, et son savoir-faire en termes de gestion de projets ;
- dans l'hydraulique, l'expérience de Nam-Theun II au Laos illustre la compétence d'EDF. D'autres pays en Asie, mais aussi en Amérique du Sud sont intéressés ;
- pour les autres énergies renouvelables, la montée à 100 % au capital d'EDF Énergies Nouvelles en 2011 est en parfaite cohérence avec cette ambition.

Le Groupe souhaite par ailleurs valoriser son expérience dans la planification, la conception ou l'exploitation de réseaux auprès de pays qui veulent renforcer ou moderniser leurs infrastructures et évoluer vers des réseaux plus intelligents. Les partenariats entre ERDF et des opérateurs de réseaux chinois et russes en sont les premiers exemples.

Sur la filière aval, qui comprend optimisation, *trading* et commercialisation d'offres adaptées aux clients, EDF entend développer la valeur du portefeuille clients et élargir ses compétences au-delà de la France. EDF s'attache à fidéliser ses clients par l'excellence de la relation client et l'accompagnement de leurs actions et investissements d'efficacité énergétique. EDF propose aussi un traitement adapté aux clients en situation de précarité énergétique.

Enfin, le gaz est pour EDF un élément structurant de son métier d'électricien, permettant notamment d'alimenter les cycles combinés à gaz du Groupe ou de compléter les offres aux clients finals. Les projets d'investissement

dans le terminal méthanier de Dunkerque, décidé en mai 2011, et dans de nouvelles capacités de stockages gaziers, la participation au projet de gazoduc international *South Stream* et la prise de contrôle exclusive d'Edison sont au cœur de cette démarche (voir sections 6.4.2.2.2 (« Infrastructures »), 6.3.3.1.2 (« Russie ») et 6.3.2 (« Italie »)).

Sélectivité et pragmatisme (attente des pays, connaissance des acteurs et partenariats, opportunités) seront les clés des choix stratégiques à effectuer.

EDF souhaite apporter des solutions industrielles durables à travers des modes contractuels variés : assistance à maîtrise d'ouvrage, gestion pour compte de tiers ou investissements de type IPP (*Independent Power Producer*). Les droits de contrôle dans les pactes d'actionnaires permettront au Groupe d'assumer la responsabilité de ses choix industriels et technologiques.

#### 6.1.3.4 Maîtriser son avenir, en conjuguant l'expertise unique d'EDF et l'anticipation des besoins à long terme

EDF souhaite renforcer son effort d'innovation et de R&D pour préparer l'avenir dans un contexte où le monde fait face à des enjeux majeurs liés au réchauffement climatique, à la sécurité d'approvisionnement et à une augmentation continue de la demande mondiale d'électricité. 2 000 ingénieurs et techniciens sont ainsi mobilisés pour développer la capacité du Groupe à anticiper dans tous ses métiers : sécurité et performance des outils de production, des réseaux, efficacité des usages (voir section 11.2 (« Les priorités de la R&D »)).

Le Groupe mettra notamment l'accent sur :

- les filières de production à faibles émissions de CO<sub>2</sub>. Par exemple, outre le nucléaire et l'hydraulique, les technologies comme le photovoltaïque de nouvelle génération, le solaire à concentration, l'éolien *off-shore* ou encore les hydroliennes constituent un potentiel d'avenir ;
- le captage et le stockage du CO<sub>2</sub>, un enjeu essentiel pour l'utilisation durable du charbon (en tant que combustible) dans le monde ;
- les investissements liés à la durée de vie des matériels, notamment le remplacement de certains grands équipements en vue d'améliorer à la fois la performance opérationnelle et le niveau de sûreté. Un thème important de R&D est l'étude du vieillissement des matériaux, domaine clé pour la durée de fonctionnement des centrales.

EDF concentrera également des efforts de R&D sur le commerce et les réseaux, à la veille de mutations profondes. Le développement des systèmes électriques intelligents, comme le compteur communicant Linky expérimenté par ERDF à Lyon et Tours, et les services qu'EDF pourra offrir aux clients en aval du compteur (tels que l'amélioration de la maîtrise de la consommation) sont un maillon important de ce dispositif. Les recherches menées par EDF s'attacheront aussi à développer des bâtiments sobres en énergie à prix raisonnable, des bâtiments intelligents, des usages innovants de l'électricité, pour le transport, le confort ou l'industrie. EDF installera grâce aux opportunités des systèmes électriques intelligents le rôle de l'électricité dans la transition vers une société bas carbone, construite notamment autour des villes durables.

La qualité et la motivation de ses équipes, par leur compétence, leur implication dans l'entreprise et dans leur mission de service public, constituent aussi un atout essentiel pour l'avenir d'EDF. Alors que le Groupe va devoir faire face dans les prochaines années à une vague importante de départs à la retraite, garantir au sein de l'entreprise le maintien de la richesse de ce capital humain est l'objet d'une mobilisation permanente.

Attirer de nouveaux talents et accroître encore les efforts de formation seront au cœur des préoccupations du Groupe pour réussir la mission qu'il s'est fixée (voir section 17.1.2 (« Politique de formation et de mobilité »)).

## 6.1.4 Politique d'investissement

### 6.1.4.1 Investissements en 2012

Le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 13,4 milliards d'euros en 2012, contre 11,1 milliards d'euros en 2011. Les investissements ont porté à la fois sur les domaines régulé (26 %) et non régulé (74 %). Dans le domaine non régulé, les investissements se répartissent à quasi-parité entre investissements de développement de nouvelles capacités (nouveau nucléaire, cycles combinés à gaz), qui représentent 5,5 milliards d'euros (41 % du total), et investissements de maintenance, qui s'élèvent à 4,4 milliards d'euros (33 % du total), dont près de 3,1 milliards d'euros concernent la maintenance nucléaire. En France, les investissements opérationnels bruts ont augmenté de 11,6 %, à 8,2 milliards d'euros. D'importants investissements opérationnels ont été réalisés au Royaume-Uni pour près de 1,6 milliard d'euros et concernent les énergies renouvelables et le développement du nouveau nucléaire. Dans le reste du monde, les investissements opérationnels ont atteint près de 1 milliard d'euros, et 2,6 milliards d'euros dans les autres activités (EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading et Dalkia).

En 2012, EDF a aussi réalisé des investissements nets de croissance externe, notamment l'acquisition suivie d'une offre publique obligatoire pour les actionnaires minoritaires d'Edison, le rachat d'Enerest et de Photowatt en France, ainsi que des participations minoritaires dans les filiales polonaises.

### 6.1.4.2 Investissements en 2013

En 2013, les investissements nets hors opérations stratégiques du Groupe devraient être assez proches des 12 milliards d'euros investis en 2012.

### 6.1.4.3 Investissements à l'horizon 2015

D'ici 2015, le Groupe a pour ambition de développer son modèle d'activité pour en conforter la rentabilité. Dans ce cadre, le Groupe a déjà renforcé ses exigences en matière de rentabilité des investissements.

Le Groupe augmentera constamment ses investissements dans le parc nucléaire d'ici 2015 en vue de renforcer la sûreté et permettre une exploitation efficiente du parc en accroissant la production.

La maintenance sera ainsi privilégiée, avec une montée en puissance du programme de remplacement des gros composants (3,4 à 3,6 milliards d'euros d'ici 2015) qui vise à permettre la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales au-delà de 40 ans dans des conditions optimales de sûreté et d'exploitation. Cela s'est par exemple concrétisé en 2011 par la signature de contrats pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande de sûreté pour les réacteurs de 1 300 MW et pour la commande de 44 générateurs de vapeur. Enfin, le Groupe intégrera les enseignements liés à l'accident de Fukushima et prévoit d'investir un montant global de l'ordre de 10 milliards d'euros, pour répondre aux prescriptions de l'ASN.

La croissance des investissements passe aussi par le développement du parc nucléaire. Pour ce faire, le Groupe s'appuie sur l'EPR, technologie issue de l'expérience conjointe de l'exploitation des parcs nucléaires français et allemand – et dont le référentiel de sûreté a été entériné par les autorités de sûreté allemande, française et, depuis 2012, anglaise (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

L'EPR est un réacteur pouvant atteindre une puissance de l'ordre de 1 600 MW développé depuis le début des années 1990 par AREVA NP 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. Il appartient à la même filière que les réacteurs à eau pressurisée actuellement en service en France. Il bénéficie en outre des avancées technologiques et opérationnelles des réacteurs français et allemands les plus récents.

Le projet industriel EPR répond ainsi à des objectifs ambitieux en matière de sûreté, de protection de l'environnement, de performances techniques et d'exploitation.

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

Le projet EPR s'inscrit en outre dans la démarche EDF d'acteur de la protection de l'environnement en améliorant sensiblement ses performances par rapport au parc actuel.

Par rapport aux tranches actuelles, le projet EPR a ainsi pour objectifs principaux de réduire le volume de déchets et de rejets radioactifs, de 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, d'atteindre une disponibilité de 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 de disposer dès la conception d'une durée de fonctionnement technique de 60 ans.

Le développement des projets EPR de Flamanville 3 en France et de Taishan 1 et 2 en Chine 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 :

- en maîtrisant un modèle de réacteur techniquement éprouvé et conforme aux exigences de l'ASN ;
- en développant une organisation industrielle opérationnelle pour la construction des premiers modèles ;
- en acquérant, à travers ces projets, une expérience de réalisation de centrales de technologie EPR permettant de capitaliser le retour d'expérience avant le lancement de nouveaux projets. C'est ainsi qu'EDF et AREVA ont signé un accord technique et commercial en 2011 portant notamment sur la poursuite de l'optimisation de l'EPR sur la base du retour d'expérience des chantiers en cours.

Outre ce programme EPR en cours de réalisation, le Groupe a des projets au Royaume-Uni et à plus long terme en Pologne. L'EPR est aujourd'hui le programme de référence du Groupe dans le domaine du développement nucléaire.

Cependant, il apparaît essentiel de renforcer l'offre de réacteurs nucléaires, en s'inscrivant dans le cadre des orientations du Conseil de politique nucléaire du 21 février 2011, confirmées par le Conseil de politique nucléaire du 28 septembre 2012. Le 19 octobre 2012, EDF, AREVA et CGNPC ont ainsi signé un accord de coopération en vue d'envisager l'élaboration d'un nouveau réacteur de troisième génération de taille intermédiaire (1 000-1 100 MW).

En collaboration avec AREVA, EDF renforce également l'optimisation de la conception de l'EPR, au-delà de la prise en compte du retour d'expérience des EPR en cours de réalisation.

EDF poursuit ainsi l'objectif d'élargir et de faire évoluer sa gamme d'offres de réacteurs et de services à proposer sur les marchés internationaux.

Parallèlement, le groupe EDF investira pour diversifier son mix énergétique, tout en poursuivant l'objectif de disposer d'un parc de production électrique à 75 % non émetteur de CO<sub>2</sub>.

Ainsi, plusieurs investissements de long terme ont déjà été décidés. En France, la centrale à charbon de Bouchain sera transformée en cycle combiné gaz de 510 MW sur la base de la turbine développée avec GE Energy. EDF a aussi pris la décision en juin 2011 de lancer le projet de terminal méthanier de Dunkerque LNG, dont la mise en service est prévue au second semestre 2015, pour un montant part du groupe de 650 millions d'euros.



## 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 d'électricité et la commercialisation d'électricité et de gaz. 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 continentale 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 2012, la Direction Production Ingénierie représente 38 417 salariés<sup>1</sup>. 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 ces trois domaines (voir section 6.3 (« Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international »)).

##### 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 97,9 GW en France continentale<sup>2</sup> au 31 décembre 2012, EDF dispose du parc de production le plus important

###### 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 de la puissance du parc installé en France continentale au cours des trois dernières années :

	Au 31/12/2010		Au 31/12/2011		Au 31/12/2012	
	En MW	%	En MW	%	En MW	%
Parc installé <sup>(1)</sup>						
Nucléaire	63 130	65	63 130	65	63 130	65
Hydraulique <sup>(2)</sup>	20 022	21	20 007	20	20 010	20
Thermique <sup>(3)</sup>	14 012	14	14 275	15	14 734	15
<b>TOTAL</b>	<b>97 176<sup>(4)</sup></b>	<b>100</b>	<b>97 424<sup>(4)</sup></b>	<b>100</b>	<b>97 874<sup>(4)</sup></b>	<b>100</b>

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

(2) Hors Corse et outre-mer, voir section 6.2.2.3 (« Systèmes Énergétiques Insulaires »).

(3) Hors Corse et outre-mer, soit 1 488 MW en 2012, et y compris 2 325 MW pour les tranches en arrêt garanti pluriannuel.

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

d'Europe, représentant un peu plus de 10 % de la puissance installée totale des principaux pays d'Europe (soit les 35 zones membres d'ENTSO-E – *European Network Transmission System Operators for Electricity* –, qui comprend notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne<sup>3</sup>).

En 2012, la production du parc d'EDF en France a été de 454,4 TWh nette de la consommation du pompage hydraulique, et de 461,1 TWh consommation du pompage hydraulique comprise.

Le parc en France continentale se compose au 31 décembre 2012 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, leurs auxiliaires ainsi que les bâtiments pour accueillir l'ensemble). Ces tranches, de puissances électriques variables allant de 900 MW à 1 450 MW, sont réparties sur 19 sites et ont une moyenne d'âge de 27 ans.
- 36 tranches thermiques à flamme en fonctionnement, ayant une moyenne d'âge d'environ 28 ans pour celles en service ; à ces tranches viennent s'ajouter 7 tranches en arrêt garanti pluriannuel<sup>4</sup> ;
- 435 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 68 ans<sup>5</sup>.

À cela viennent s'ajouter :

- les capacités de production éoliennes d'EDF Énergies Nouvelles en France (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) et des usines d'incinération du groupe Tiru en France (voir section 6.4.1.5 (« Tiru »)) ;
- 84 centrales hydrauliques rattachées au périmètre opérationnel de la Direction Production Ingénierie mais détenues par des filiales du Groupe : SHEMA (100 %), FHYM (69,5 %), CERGA (détenue à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW). Ces centrales représentent un total d'environ 121 MW de capacité installée en 2012 et d'environ 575 GWh de productible<sup>6</sup>.

1. En hausse de 1 848 salariés par rapport à l'année 2011.

2. Pour la Corse et l'outre-mer, voir section 6.2.2.3 (« Systèmes Énergétiques Insulaires »).

3. Calcul fondé sur les statistiques d'ENTSO-E de 2012, les statistiques de l'année n'étant disponibles qu'au 30 avril de l'année suivante.

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.

6. Productible et capacité sont indiqués au prorata de la participation.

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

Production	Au 31/12/2010		Au 31/12/2011		Au 31/12/2012	
	En TWh	%	En TWh	%	En TWh	%
Nucléaire	407,9	88,0	421,1	91,6	404,9	89,1
Hydraulique <sup>(1) (2)</sup>	38,8	8,4	26,8	5,8	34,5	7,6
Thermique <sup>(3)</sup>	16,9	3,6	11,8	2,6	14,9	3,3
<b>TOTAL <sup>(4)</sup></b>	<b>463,6</b>	<b>100</b>	<b>459,7</b>	<b>100</b>	<b>454,3</b>	<b>100</b>

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,3 TWh en 2012.

(2) Production nette du pompage : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (« STEP ») s'élève à 6,7 TWh en 2012, ce qui conduit à une production hydraulique non réduite de la consommation liée au pompage de 41,2 TWh, et comprenant la production marémotrice de la Rance (503 GWh).

(3) Hors Corse et outre-mer, soit 4,1 TWh en 2012.

(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 97,9 GW en France au 31 décembre 2012, EDF détient en France continentale 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 <sup>1</sup> et une exposition limitée aux fluctuations des marchés des hydrocarbures et du charbon 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, 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 améliorer les performances techniques de ses centrales et à en étendre la durée de fonctionnement ;
- un parc produisant à plus de 95 % sans émission de CO<sub>2</sub> grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique, dans un contexte réglementaire environnemental de plus en plus contraignant ;

- 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 2012, 89,1 % de sa production totale d'électricité nette de la consommation liée au pompage hydraulique. 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) d'un âge moyen de 31 ans ;
  - le palier 1 300 MW, composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW) d'un âge moyen de 24 ans ;
  - le palier N4, le plus récent avec un âge moyen de 12 ans, composé de 4 tranches d'environ 1 450 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW) ;
- soit un ensemble de 58 tranches en fonctionnement de 27 ans en moyenne, réparties sur 19 sites, propriété d'EDF, et constituant une puissance totale installée de 63 130 MW au 31 décembre 2012.

1. Les coûts variables de production correspondent à l'ensemble des coûts qui varient directement avec la quantité d'énergie produite. Pour la production d'électricité, les coûts variables sont essentiellement constitués par le combustible.

Les dates de mise en service et visites décennales des tranches à fin 2012 sont les suivantes :

Tranches	Année de mise en service industriel	Fin de la dernière Visite Décennale	Prochaine Visite Décennale	Tranches	Année de mise en service industriel	Fin de la dernière Visite Décennale	Prochaine Visite Décennale
Fessenheim 1	1978	2010	VD4	Gravelines 6	1985	2007	VD3
Fessenheim 2	1978	2012	VD4*	Cruas 3	1985	2004	VD3
Bugey 2	1979	2010	VD4	Cruas 4	1985	2007	VD3
Bugey 3	1979	2002	VD3	Chinon B3	1987	2010	VD3
Bugey 4	1979	2011	VD4*	Chinon B4	1988	2010	VD3
Bugey 5	1980	2011	VD4*	Paluel 1	1985	2006	VD3
Dampierre 1	1980	2011	VD4*	Paluel 2	1985	2005	VD3
Gravelines 1	1980	2012	VD4*	Paluel 3	1986	2007	VD3
Gravelines 2	1980	2002	VD3	Paluel 4	1986	2008	VD3
Tricastin 1	1980	2009	VD4	Saint-Alban 1	1986	2008	VD3
Tricastin 2	1980	2011	VD4*	Flamanville 1	1986	2008	VD3
Dampierre 2	1981	2012	VD4*	Saint-Alban 2	1987	2008	VD3
Dampierre 3	1981	2003	VD3	Flamanville 2	1987	2008	VD3
Dampierre 4	1981	2004	VD3	Cattenom 1	1987	2006	VD3
Tricastin 3	1981	2012	VD4*	Cattenom 2	1988	2008	VD3
Tricastin 4	1981	2004	VD3	Nogent 1	1988	2009	VD3
Gravelines 3	1981	2012	VD4*	Belleville 1	1988	2010	VD3
Gravelines 4	1981	2003	VD3	Belleville 2	1989	2009	VD3
Blayais 1	1981	2012	VD4*	Nogent 2	1989	2010	VD3
Blayais 2	1983	2003	VD3	Penly 1	1990	2011	VD3*
Blayais 3	1983	2004	VD3	Cattenom 3	1991	2011	VD3*
Blayais 4	1983	2005	VD3	Golfech 1	1991	2012	VD3*
Saint-Laurent 1	1983	2005	VD3	Cattenom 4	1992	2003	VD2
Saint-Laurent 2	1983	2004	VD3	Penly 2	1992	2004	VD2
Chinon B1	1984	2003	VD3	Golfech 2	1994	2004	VD2
Cruas 1	1984	2005	VD3	Chooz B1	2000	2010	VD2
Chinon B2	1984	2006	VD3	Chooz B2	2000	2009	VD2
Cruas 2	1984	2007	VD3	Civaux 1	2002	2011	VD2*
Gravelines 5	1985	2006	VD3	Civaux 2	2002	2012	VD2*

\* Sous réserve d'obtention de l'autorisation d'exploitation de l'ASN. L'autorisation de fonctionner pour les dix années suivantes est accordée par l'ASN durant le cycle de production qui suit chaque Visite Décennale après instruction du Rapport de conclusion du réexamen de sûreté, remis par l'exploitant six mois après la fin de la Visite Décennale.

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 27 ans pour une durée de fonctionnement technique estimée supérieure à 40 ans (durée de référence en comptabilité et pour la conception initiale des tranches nucléaires), le parc nucléaire d'EDF se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont actuellement en cours de déconstruction (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »)).

### 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, depuis la décision prise en décembre 2012 par l'énergéticien Enel de mettre fin aux accords de coopération signés en 2007 avec EDF (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)), EDF compte dans son parc 10 tranches de production en participation (à hauteur de 1,4 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (15 %) ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg<sup>1</sup> (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel<sup>2</sup> (12,5 %).

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 coûts 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

1. Groupe Axpo.

2. Groupe GDF Suez.

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 (trois têtes de série sont concernées) et assument les risques sur la performance liés à 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'un peu plus de 2 GW) permettant aux partenaires d'EDF de bénéficier d'une quote-part de production d'électricité adossée à un parc de centrales déterminé et fonction des performances effectives moyennes de ce parc. Ces contrats concernent principalement les centrales suivantes :

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

### 6.2.1.1.3.2 L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques

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<sup>1</sup>. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes et des charges de maintenance sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire dans sa phase d'exploitation. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont décrits à la section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). À périmètre constant de capacités et dans le respect des choix de mix énergétique, EDF cherche à accroître sa production d'origine nucléaire.

#### Mode de fonctionnement du parc nucléaire

##### Cycle de production et arrêts programmés

Afin de concilier les enjeux liés à la forte saisonnalisation de la consommation en France, à la disponibilité des ressources de maintenance et à l'utilisation efficiente du combustible en réacteur, EDF a retenu aujourd'hui pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois. Fin 2012, cette répartition était la suivante :

- 28 tranches du palier 900 MW ont un cycle de production d'environ 12 mois ;
- 6 tranches du palier 900 MW, 20 tranches du palier 1 300 MW et, depuis 2010, 4 tranches du palier N4 (1 450 MW) ont un cycle de production d'environ 18 mois.

À la fin des cycles de production, d'une durée de 12 à 18 mois, ont lieu des périodes d'arrêts permettant de remplacer une fraction du combustible chargé en cœur et de réaliser les travaux de maintenance.

Une alternance entre deux types d'arrêts programmés est organisée à l'issue de chaque campagne de production :

- l'arrêt pour simple rechargement (« ASR »), durant lequel l'opération essentielle réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf ; certains tests et quelques opérations légères de maintenance peuvent être réalisés sur ce type d'arrêt d'une durée normative d'environ 35 jours ;
- la visite partielle (« VP »), consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance et dont la durée normative est de l'ordre de 60 jours.

Tous les dix ans, la centrale est mise en arrêt pour une durée normative de l'ordre de 100 jours afin d'effectuer une visite décennale (« VD »). Cette

durée varie en fonction du programme de travaux et de maintenance et du palier concerné. Le programme d'une visite décennale comprend :

- des opérations de déchargement et rechargement du combustible, comme à chaque arrêt ;
- des épreuves hydrauliques des circuits primaires et secondaires, une épreuve de l'enclume, et des travaux d'inspection de la cuve du réacteur ;
- des travaux de modifications, liés aux réévaluations décennales de sûreté ;
- d'autres opérations de maintenance spécifiques, dont la rénovation des gros composants.

À l'issue de chaque visite décennale, il revient à l'ASN d'autoriser le redémarrage du réacteur puis d'émettre des prescriptions techniques qui conditionnent la poursuite de son exploitation pour une nouvelle durée de 10 ans.

##### 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 aux frontières conduisent à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalité 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 2 300 MW<sup>2</sup>) imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre. La canicule de 2003 a mis en évidence les conséquences du très fort réchauffement des fleuves, notamment sur les conditions d'exploitation des tranches « bord de rivière ». La programmation des arrêts de tranches a donc été revue pour réduire le nombre des arrêts des tranches « bord de mer » en juillet et août et favoriser ainsi le maintien en production du maximum de ces tranches dont les capacités de refroidissement sont moins dépendantes des conditions climatiques.

##### Production et performances techniques

La production du parc nucléaire est de 404,9 TWh en 2012, un volume en baisse de 16,2 TWh (soit 3,8 %), par rapport à celui de 2011.

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

- le coefficient de disponibilité (Kd) (énergie disponible<sup>3</sup> rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année) ;
- le coefficient d'utilisation « Ku » (énergie produite rapportée à l'énergie disponible). 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 73 % en 2012, est en baisse par rapport à celui de 2011 (76,1 %). C'est la résultante d'un Kd de 79,7 %, en baisse de 1 point par rapport à 2011, et d'un Ku de 91,6 %, en baisse de 2,7 points par rapport à celui de 2011.

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. Source : RTE.

3. 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.

Par rapport à l'année 2011, l'écart de production d'un peu plus de 16 TWh résulte principalement d'un volume de prolongations d'arrêts plus important du fait :

- d'aléas techniques et de défauts de qualité sur un certain nombre d'opérations menées lors d'arrêts, principalement au second semestre 2012 ;
- de travaux et contrôles supplémentaires réalisés lors d'arrêts, notamment sur les tranches du palier N4 à Chooz et Civaux.

Dans le même temps, l'année 2012 s'est caractérisée par :

- la poursuite de la maîtrise des avaries exceptionnelles, grâce à l'aboutissement du programme de lessivage des générateurs de vapeur en 2011 et à l'avancement du programme de rénovation des alternateurs et transformateurs principaux ;
- le maintien des performances en termes d'indisponibilité fortuite (taux de 2,8 % en 2012).

Grâce à une stratégie de maintenance volontariste mise en œuvre depuis 2007 au niveau de la rénovation et du remplacement des grands composants, ainsi que des améliorations de l'organisation et des méthodes de travail, le Groupe estime qu'en périodes d'exploitation normalisées telles que nous en avons connues antérieurement, un Kd proche de 85 % est atteignable. Cependant, le parc étant aujourd'hui entré dans une période de grand carénage important pour les 10 ans qui viennent, avec de nombreux travaux entraînant des arrêts plus longs, l'enjeu des années à venir sera de maîtriser industriellement le programme et les impacts sur les durées d'arrêt. Par ailleurs, compte tenu de la forte saisonnalité de la demande d'électricité en France (voir « Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF » ci-dessus) et de l'état de développement des moyens de production EnR (énergies renouvelables), les enjeux se sont déplacés. Aujourd'hui, EDF a avant tout pour objectif de disposer du maximum de production disponible en hiver, et souhaite désormais maintenir durablement une disponibilité du parc nucléaire supérieure à 90 % sur cette période à fort enjeu.

#### **La déclinaison sur le parc en exploitation du projet industriel nucléaire d'EDF**

Pour élever encore le niveau de sûreté et préparer l'allongement de la durée de fonctionnement du parc (voir 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)), EDF effectuera un volume important de travaux dans les années qui viennent sur chacune de ses 58 tranches. C'est l'objet du « Grand carénage », programme prévu dans le projet du parc en exploitation.

Ainsi, d'ici à 2015, EDF vise à pérenniser son patrimoine technique et industriel, par des actions tant techniques qu'organisationnelles et humaines. Les programmes de rénovation ou de remplacement des gros composants des centrales comme les alternateurs, les transformateurs ou les générateurs de vapeur se poursuivront. À fin 2012 :

- les stators d'alternateurs ont été rénovés sur 31 tranches, pour un total de 50 tranches présentant des risques d'isolement ;
- le remplacement préventif des pôles « cuirassés » de transformateurs principaux se poursuit. À fin 2012, 18 pôles (soit l'équivalent de 6 tranches avec 3 pôles par tranche) ont été intégralement rénovés. Ce programme, industrialisé depuis 2012 avec la poursuite de l'objectif d'un remplacement des pôles sur l'équivalent de 4 tranches par an en moyenne, a permis de solder la rénovation du palier N4 et de sécuriser les tranches du palier 1 300 MW dès fin 2012 ;
- entre 1990 et fin 2012, 23 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de générateur de vapeur<sup>1</sup>.

Les troisièmes visites décennales (« VD3 ») des tranches 900 MW sont ainsi l'occasion d'engager le renouvellement de gros composants.

Sur les aspects organisationnels de la maintenance courante, EDF poursuit le déploiement de la démarche AP913<sup>2</sup>, démarche de fiabilisation et d'élaboration de bilans de santé des matériels qui vise à réduire le taux d'indisponibilité fortuite.

Le renforcement du pilotage opérationnel de la production et des arrêts de tranche se poursuit également, en systématisant pour chaque arrêt la mise en place d'un centre opérationnel de pilotage en continu de l'arrêt de tranche (« COPAT ») et en déployant un nouveau système d'information (« SDIN »). L'objectif visé est de réduire la moyenne des prolongations d'arrêt par un pilotage en continu des activités critiques de l'arrêt et un traitement réactif des alertes techniques.

Par ailleurs, suite aux prolongations d'arrêt observées en 2012, le dispositif de maîtrise des durées d'arrêt sera renforcé avec notamment la recherche d'une stabilisation du volume de maintenance préventive sur les arrêts, l'amélioration de la qualité de préparation et de réalisation des interventions de maintenance et le renforcement du contrôle des opérations de redémarrage.

Le projet industriel du parc nucléaire se poursuivra au-delà de 2015 à l'occasion notamment des troisièmes visites décennales des tranches 1 300 MW et des quatrièmes visites décennales des tranches 900 MW. Ce projet sera l'occasion de mettre en œuvre les améliorations de sûreté et d'intégrer le retour d'expérience de l'accident de Fukushima ainsi que les modifications liées à l'objectif de prolongation du fonctionnement des installations jusqu'à 60 ans (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

#### **6.2.1.1.3.3 Environnement, sûreté, radioprotection**

##### **Le respect de l'environnement**

EDF appuie sa démarche environnementale sur un système de management certifié ISO 14001 (voir section 6.6.2.1 (« Organisation et certification ISO 14001 »)). Initiée en 2002 sur quelques sites, la certification ISO 14001 a été élargie à l'ensemble des unités de production nucléaire en 2004. Après les renouvellements de 2005 puis de 2008, la certification ISO 14001 a été une nouvelle fois renouvelée en 2011 pour l'ensemble des unités de production nucléaire.

Dans ce cadre, EDF entreprend des efforts importants afin de réduire l'incidence des rejets gazeux et liquides de ses centrales nucléaires dans l'environnement. De 1990 à 2002, tout en étant déjà à des niveaux largement inférieurs 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 et ont aujourd'hui atteint un niveau très bas.

Sur le plan de la gestion des déchets, l'évacuation des déchets de très faible activité (« TFA ») s'effectue depuis 2004 vers le centre de stockage de Morvilliers, dans l'Aube. Pour les déchets d'exploitation de faible et moyenne activité (déchets « FMA »), EDF poursuit ses actions afin de limiter leur entreposage sur l'ensemble des sites nucléaires. Cependant, l'indisponibilité de l'usine Centraco, dédiée à l'incinération, à la suite de l'accident du 12 septembre 2011 sur un four de l'installation, a conduit EDF à évacuer directement au centre de stockage de l'Aube une partie des déchets de faible activité habituellement incinérés, et à en entreposer sur les sites des centrales et de Centraco. Depuis le 29 juin 2012, date à laquelle l'ASN a autorisé SOCODEI à redémarrer l'incinérateur de son usine Centraco, la situation est en cours de normalisation.

Pour une description du traitement des déchets radioactifs 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 enjeux associés ») et 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »).

1. À fin 2012, un des remplacements était en cours sur l'une des 23 tranches.

2. Voir glossaire.

Sous l'égide de l'ASN, un réseau national de mesures de la radioactivité de l'environnement a été mis 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](http://www.mesure-radioactivite.fr).

## 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 ainsi que 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 plus de 1 500 années-réacteurs, somme arithmétique des années d'exploitation de chaque réacteur à eau pressurisée d'EDF) ;
- intègre une démarche de progrès continu qui se matérialise notamment par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques des réacteurs (« AAR ») ;
- 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 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.

À l'échelon national :

- des inspections réglementaires sont menées sur sites par l'ASN, de façon programmée ou inopinée (418 en 2012 sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF) ;
- 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 (sauf événement majeur nécessitant une prise en compte immédiate). 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 (voir section 6.2.1.1.3.1. (« Le parc nucléaire d'EDF »)). Le réexamen décennal de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales (voir sections 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France ») et 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)).

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'État français et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques ;
- les visites internationales « revues de pairs » (*Peer Reviews*) menées par la 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 EGE (évaluations globales d'excellence) qui se déroulent sur 3 semaines et impliquent environ 30 inspecteurs. De plus, l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF et nommé par lui, 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.

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<sup>1</sup> »). L'année 2012 confirme la tendance de 2011 (30 AAR en 2011, soit la plus faible valeur de l'histoire du parc) avec 32 AAR sur l'année.

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 sur l'environnement et formalise la transparence sur la sécurité nucléaire.

## Dispositif d'alerte

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les conséquences sur l'environnement et sur les populations et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour le niveau national et 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 préfets. En 2012, 12 exercices d'ampleur nationale ont été organisés.

Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a décidé d'enrichir son organisation de gestion de situation de crise par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, la Force d'action rapide nucléaire (« FARN »), a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey. Fin 2012, il est possible de projeter la FARN sur une tranche de n'importe quel site en difficulté. À fin 2015, elle sera pleinement opérationnelle de manière à permettre des interventions en parallèle sur 6 tranches.

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

Les missions de la FARN sont les suivantes :

- intervenir dans un délai de 24 heures pour épauler, voire relever les équipes qui auront assumé les actions d'urgence du site concerné, dont les infrastructures d'accès pourront être partiellement détruites ;
- agir en autonomie pendant plusieurs jours (ce qui implique des capacités logistiques en support, dans le domaine de l'alimentation et du couchage notamment) sur un site partiellement détruit (bâtiments tertiaires non sismiques par exemple), dont l'ambiance pourrait être radioactive, voire touchée par des pollutions chimiques sur certains sites ;
- déployer des moyens lourds de protection ou d'intervention dans un délai de quelques jours ;
- assurer une liaison permanente avec la Direction Générale de l'entreprise, la Direction et les équipes du site ainsi que les pouvoirs publics locaux pour pouvoir gérer et coordonner les interventions ;
- préparer la durabilité de ses actions au-delà des premiers jours d'autonomie dans l'éventualité d'une crise de longue durée.

La FARN vient en appui de l'organisation de crise déjà prévue en cas de situation accidentelle.

#### 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) ou au-delà n'a eu lieu sur le parc nucléaire français.

De 2002 à 2012, 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). Le 18 janvier 2012, EDF a déclaré à l'ASN un événement significatif pour la sûreté qui a été classé au niveau 2 de l'échelle INES, sans conséquence immédiate pour la sûreté. Il s'agissait de l'absence d'un orifice « casse-siphon<sup>1</sup> » sur les tuyauteries de refroidissement des piscines d'entreposage des combustibles des tranches 2 et 3 de la centrale de Cattenom. À la suite de cet événement, EDF a réalisé une vérification systématique des « casse-siphon » des piscines d'entreposage du parc. Par ailleurs, l'ASN a demandé de prévoir une modification des « casse-siphon » dans le cadre des réexamens de sûreté en cours. Ces modifications ont débuté en 2011 et devront être mises en œuvre sur l'ensemble des piscines d'ici à mars 2014.

Chaque année, EDF traite en moyenne un événement de niveau 1 par réacteur. L'année 2012 marque un léger retrait avec un nombre moyen d'événements recensés de niveau 1 de 1,55 par réacteur (soit 90 événements). Le nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) est de 10,36 par réacteur (soit 601 événements).

#### 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 2012, la dose collective moyenne est de 0,67 homme-sievert par réacteur (soit une dose collective de 39 hommes-sieverts en 2012), niveau comparable aux valeurs moyennes enregistrées par les exploitants de

réacteurs de même technologie, c'est-à-dire à eau pressurisée. La dosimétrie en 2012 est légèrement supérieure à celle de 2010 (0,62 homme-sievert) mais inférieure à celle de 2011 (0,71 homme-sievert). EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective dans la perspective du « Grand carénage » et des volumes de travaux induits.

EDF souhaite continuer à baisser les doses individuelles des expositions aux rayonnements en deçà de la limite réglementaire. Ainsi, en 2012, aucun parmi les intervenants, salariés d'EDF et des prestataires, n'a reçu une dose individuelle sur 12 mois glissants supérieure à 16 millisieverts tout en restant inférieure à 20 millisieverts, limite réglementaire annuelle pour le corps entier (3 personnes en 2010, 2 en 2011).

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.

#### 6.2.1.1.3.4 Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés

Le volume annuel moyen de référence de combustible nucléaire consommé par les réacteurs du parc EDF en France est d'environ 1 200 tonnes de combustibles (tonnes de métal lourd : uranium naturel, uranium de retraitement enrichi, plutonium), dont environ 1 050 tonnes de combustibles UNE (uranium naturel enrichi), 100 tonnes de combustibles MOX (combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement) et 50 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 : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement ; le combustible séjourne de quatre à cinq ans dans le réacteur ;
- l'aval du cycle, pour le parc de réacteurs en France : 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 de programme du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

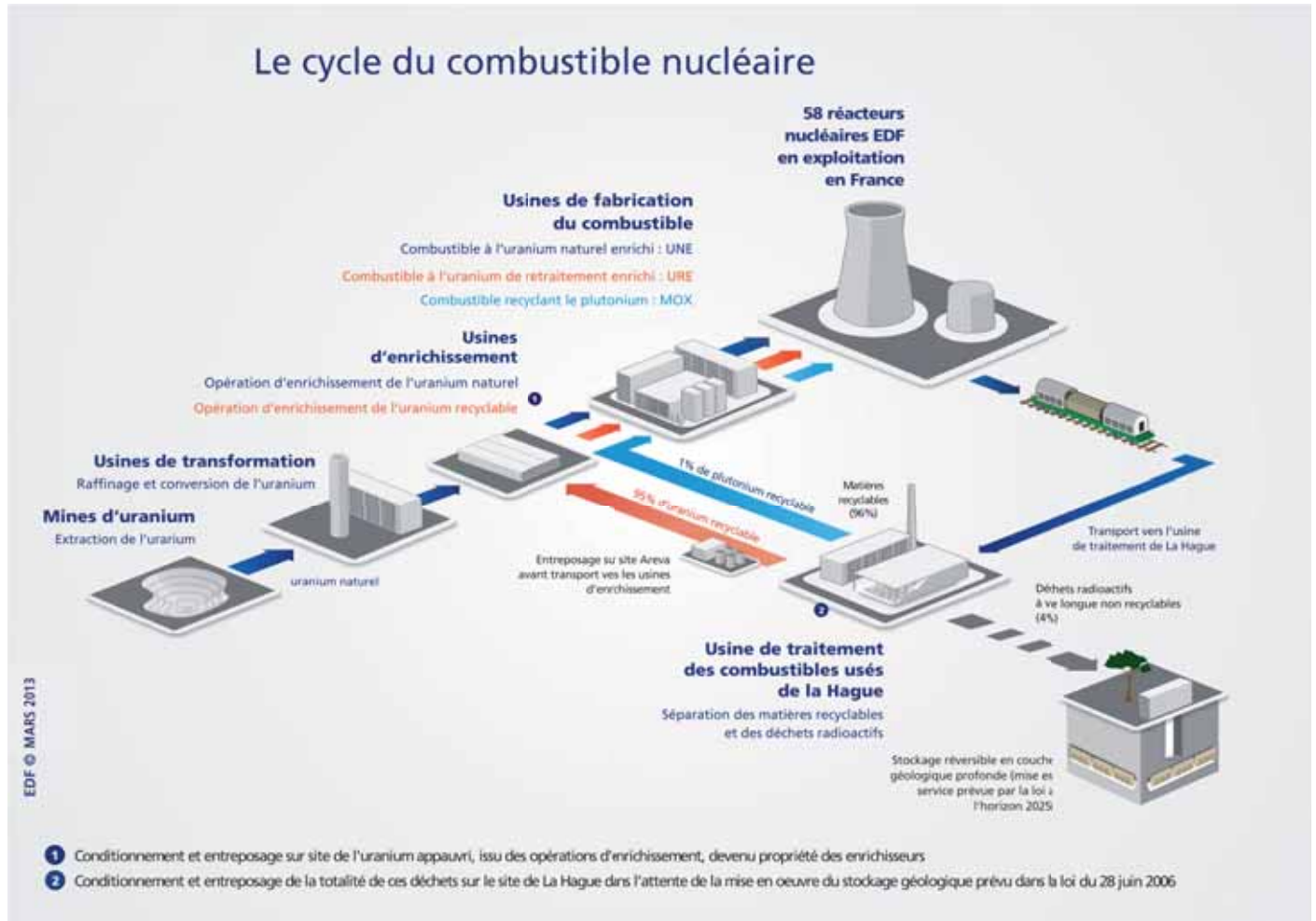
EDF coordonne l'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires ou fournisseurs, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF acquiert l'essentiel des matières premières au stade de concentrés d'uranium ( $U_3O_8$ ), les transformations en produits plus élaborés étant confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (fluoration, enrichissement et fabrication), et assure les opérations de cœur de cycle. EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières intervenant aux différentes étapes du cycle.

#### L'amont

Dans le cadre de l'intégration du Groupe, les approvisionnements en uranium et en services associés (conversion, enrichissement) pour EDF et sa filiale EDF Energy sont mutualisés depuis le 31 mars 2010.

1. Un orifice « casse-siphon » est aménagé sur la tuyauterie d'injection d'eau au voisinage de la surface des piscines d'entreposage du combustible. Il vise à enrayer tout amorçage d'un siphonage, qui conduirait à une baisse du niveau d'eau dans les piscines.

Le schéma ci-dessous présente les différentes étapes du cycle du combustible nucléaire en France :



Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni, 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 qui peuvent connaître des variations significatives.

#### 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 20 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.

Pour ses besoins en uranium naturel, EDF poursuit une politique de diversification en termes d'origines et de fournisseurs de ses sources d'approvisionnement. Cette politique permet de renforcer les approvisionnements en provenance des zones géographiques à fort potentiel, en particulier l'Australie, le Canada et le Kazakhstan. Dans ce cadre, EDF a signé en 2012 un accord avec le producteur australien Paladin Energy,

portant sur une quantité totale d'environ 5 000 tonnes d'uranium naturel pour une période de 6 ans, de 2019 à 2024.

Le groupe AREVA reste un fournisseur important. S'inscrivant dans la continuité des décisions du Conseil de politique nucléaire du 21 février 2011, EDF et AREVA se sont mis d'accord en février 2012 sur les principes d'un partenariat portant notamment sur la fourniture d'uranium contribuant à sécuriser sur le long terme les approvisionnements d'EDF. Dans ce contexte, EDF et AREVA ont signé en 2012 deux contrats assurant la fourniture d'environ 30 000 tonnes d'uranium sur la période 2014-2035.

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)

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

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



### L'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235

Dans un objectif de sécurisation de ses approvisionnements en services d'enrichissement à des conditions compétitives, EDF s'est assuré d'une couverture significative de ses besoins auprès des enrichisseurs Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis) et Tenex (Russie).

En parallèle, EDF et AREVA ont conclu en 2008 un contrat de long terme qui définit les conditions dans lesquelles EDF enlèvera à compter de 2013 une partie de la production de Georges-Besse II, nouvelle installation d'AREVA basée sur l'ultracentrifugation, en remplacement de l'ancienne installation qui utilisait la diffusion gazeuse. Progressivement, une part significative des services d'enrichissement approvisionnés par EDF proviendra de cette nouvelle usine.

Ainsi, la couverture en services d'enrichissement des besoins du parc existant ou en cours de construction d'EDF en France comme au Royaume-Uni 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 dans les réacteurs 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.

L'uranium issu du retraitement, actuellement non utilisé, est stocké sous forme stable de façon à pouvoir être utilisé 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 en 2012 pour la période 2013-2014 et intègrent les évolutions de produits.

Le contrat conclu avec AREVA NP assure la part prépondérante des besoins d'EDF.

### La gestion des combustibles en cœur

EDF a mis en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire sur ses différents paliers, qui a permis d'accroître le rendement énergétique du combustible et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales tout en assurant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande. EDF a ainsi retenu pour son parc des cycles de production de 12 à 18 mois (voir section 6.2.1.1.3.2. (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques »)).

### L'aval du cycle en France

EDF est responsable du devenir et du 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 usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. 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 conduisent à traiter environ 1 050 tonnes de combustibles usés par an.

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

Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans un premier temps dans les piscines des centrales puis dans celles de l'usine de traitement d'AREVA à La Hague. Les conditions d'entreposage sont 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<sub>2</sub> usés sont traités 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 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. La déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 de l'accord traitement-recyclage et du protocole de reprise et conditionnement des déchets et de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine de La Hague (protocole RCD-MAD/DEM).

L'accord traitement-recyclage 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 ;
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium issu du traitement (voir « La filière uranium de retraitement enrichi (« URE ») » ci-avant).

Sur la période 2008-2012, cet 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 environ 1 050 tonnes et 120 tonnes entre 2010 et 2012. Une négociation est engagée avec AREVA pour définir les conditions du traitement-recyclage à partir de 2013. Dans l'attente de la finalisation de cette négociation, EDF et AREVA ont conclu un accord transitoire qui permet de reconduire en 2013 les conditions appliquées pendant la période 2008-2012.

Le protocole RCD-MAD/DEM définit la contribution d'EDF aux charges de déconstruction des installations de La Hague, pour laquelle il fixait le montant d'une soule libératoire versée par EDF à AREVA. Le dernier versement a eu lieu en 2011.

### 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. Les déchets sont ensuite 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 m<sup>3</sup>.

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 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)). Ce calendrier a été confirmé par le Conseil de politique nucléaire du 28 septembre 2012. L'ANDRA a donc saisi la Commission Nationale du Débat Public le 9 octobre 2012 pour organiser un débat public en 2013 sur ce projet. Le Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (« HCTISN ») a été sollicité par l'ANDRA puis mandaté par l'État pour mettre en place des groupes de réflexion en amont du débat public.

Le projet de stockage géologique entre désormais dans sa phase industrielle et doit faire face à de nouveaux enjeux afin d'aboutir à un ouvrage industriellement et économiquement maîtrisé, conforme aux exigences de sûreté publiées par l'Autorité de sûreté nucléaire et mené de façon cohérente, de sa conception à sa réalisation, dans un objectif permanent d'optimisation technico-économique. Il convient à cette fin de stabiliser les meilleures bases de conception pour la poursuite du projet et de déterminer la meilleure organisation sécurisant la réussite des phases de conception et de réalisation industrielles.

Depuis début 2012, l'ANDRA réalise des études d'esquisse afin de sélectionner les options de conception qui seront retenues dans le décret d'autorisation de création du Centre industriel de stockage géologique (« Cigéo »).

À la demande de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (« DGEC »), une convention de partenariat a été mise en place entre l'ANDRA et les exploitants pour faire bénéficier les études d'esquisse du projet de centre industriel de stockage géologique des compétences et de l'expérience apportées par les exploitants.

Les coûts du stockage géologique sont discutés dans le cadre d'un groupe de travail piloté par la DGEC qui doit remettre ses conclusions en 2013 en vue du débat public évoqué précédemment.

#### **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, de moindre activité que les déchets HAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. Le volume total des déchets MAVL, 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 m<sup>3</sup>. 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 couche géologique profonde 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 ») appartenant à EDF proviennent de la déconstruction des anciens réacteurs UNGG (graphite, déchets de procédés – voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »)). Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants (voir 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. La recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'a pas abouti. Afin de donner du temps à la concertation, l'État a décidé en 2010 de lever les contraintes de calendrier sur le projet de stockage FAVL. Dans le cadre du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (« PNGMDR ») 2010-2012, et en collaboration avec l'ANDRA, les exploitants nucléaires ont étudié des scénarios de gestion alternative intégrant des solutions de tri et de traitement du graphite. L'ANDRA a remis aux pouvoirs publics fin 2012 un rapport proposant notamment la reprise de la recherche de sites.

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

Les déchets FMA à vie courte (« FMA-VC ») proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines, etc.). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaire, géré par l'ANDRA, conçu pour les déchets de faible et moyenne activité.

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

Dans un objectif de réduction des volumes, une part des déchets est traitée préalablement par fusion ou incinération dans l'usine Centraco de SOCODEI, filiale d'EDF. C'est sur le site de cette usine qu'un accident industriel, survenu le 12 septembre 2011 dans un four de fusion de déchets métalliques, a entraîné le décès d'un salarié et en a blessé quatre autres. L'accident, maîtrisé sans aucun rejet chimique ou radioactif, a été classé par l'ASN au niveau 1 sur l'échelle internationale des événements nucléaires INES. Le 29 juin 2012, l'ASN a autorisé SOCODEI à redémarrer l'incinérateur de l'usine Centraco, ce qui permet de reprendre le traitement des déchets qui étaient entreposés sur les sites des centrales nucléaires (voir section 6.2.1.1.3.3. (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

#### **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 notes 29 et 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012), 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 (« MAVL-HAVL »), 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 ce mode de gestion comme la solution industrielle de référence.

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, les charges relatives aux déchets d'exploitation étant traitées en charges annuelles.

Les provisions d'EDF au 31 décembre 2012 sont établies en application des prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application parus en 2007. Conformément à cette loi, le ministre en charge de l'énergie arrêtera et publiera une nouvelle évaluation du coût de stockage fin 2013, sur la base d'un chiffrage proposé par l'ANDRA et après avoir recueilli l'avis des exploitants et de l'Autorité de sûreté nucléaire.

#### **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 : il permet une relative indépendance énergétique grâce à des réserves mondiales d'uranium importantes, plus que suffisantes pour couvrir la demande mondiale prévue à l'horizon 2035 (AIE, *World Energy Outlook 2012*) ; l'énergie nucléaire est également une énergie non émettrice de CO<sub>2</sub>, atout essentiel dans le contexte du changement climatique.

Le développement de réacteurs de quatrième génération (voir section 11.2.1 (« Consolider et développer un bouquet énergétique décarboné »)) 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, le Conseil de politique nucléaire réuni le 28 septembre 2012 a réaffirmé la confiance de la France dans la technologie et l'industrie nucléaires françaises et la poursuite du projet EPR à Flamanville.

Dans ce cadre, l'ambition industrielle d'EDF quant à la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur les axes stratégiques suivants :

- la mise en place des conditions techniques permettant l'extension à 60 ans de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires en exploitation :
  - poursuite de l'amélioration de leur sûreté, en premier lieu par l'intégration des leçons tirées de l'accident de Fukushima au Japon,
  - mise en œuvre d'une politique préventive vis-à-vis du vieillissement des équipements ou de leur obsolescence ;
- la construction d'une première tranche EPR à Flamanville ;
- l'optimisation de l'EPR capitalisant sur le retour d'expérience du Groupe et le développement de nouveaux modèles de réacteurs de troisième génération (1 000 MW et 1 500 MW) (voir section 6.1.4.3. (« Investissements à l'horizon 2015 »)).

### Extension à 60 ans de la durée de fonctionnement des tranches en exploitation

#### Évaluations complémentaires de sûreté (« ECS ») consécutives à l'accident de Fukushima

Les évaluations complémentaires de la sûreté sur les centrales nucléaires françaises ont fait suite à l'accident de Fukushima au Japon en mars 2011 et s'inscrivent dans un double cadre : la demande du premier ministre qui a saisi l'ASN pour mener à bien cette mission et celle du Conseil européen issue de sa réunion des 24 et 25 mars 2011.

La cohérence des deux démarches est assurée par la référence commune aux spécifications proposées par l'association d'autorités de sûreté européennes WENRA (*Western European Nuclear Regulator Association*), et par l'organisation de « revues de pairs » par l'ensemble des autorités de sûreté européennes rassemblées dans ENSREG (*European Nuclear Safety Regulators Group*). Chacune des autorités de sûreté nationale a ensuite exercé sa responsabilité réglementaire en poursuivant un cahier des charges établi sur une base nationale.

Le 15 septembre 2011, EDF a remis à l'ASN ses 19 rapports d'évaluations complémentaires de sûreté (« ECS ») pour ses réacteurs nucléaires en exploitation et en construction.

Effectuées pour l'ensemble d'un site, ces évaluations ont consisté à réinterroger les défenses des centrales existantes et en construction à la lumière des événements qui ont eu lieu au Japon, en prenant en compte des thèmes prédéfinis dans le cahier des charges fixé par les autorités de sûreté et issu directement du retour d'expérience de l'accident. Notamment, les marges de sûreté ont été réévaluées face aux risques de séisme et d'inondation, face à des situations de perte simultanée de la source de refroidissement et des alimentations électriques, face aux conséquences d'accidents graves. Ces évaluations ont également amené à rechercher si une légère modification des scénarios envisagés, au-delà des situations prises en compte pour dimensionner les systèmes de protection, suffirait à fortement aggraver les conséquences en termes de sûreté (« effets falaise ») et enfin à prendre en compte de façon déterministe des situations extrêmes qui dépasseraient sensiblement celles retenues lors de la conception des installations nucléaires et des réexamens de sûreté successifs. La sûreté du parc nucléaire d'EDF repose en effet sur un principe d'amélioration continue : les installations existantes, comme les nouvelles, bénéficient ainsi en permanence du retour d'expérience de toutes les centrales, et tirent les enseignements des accidents qui peuvent survenir dans le monde.

Enfin, les ECS ont aussi réinterrogé les règles appliquées dans le domaine de la sous-traitance.

Ces analyses ont confirmé en premier lieu le bon niveau de sûreté de l'ensemble du parc nucléaire d'EDF, notamment du fait des réexamens de sûreté périodiques, pratiqués en France depuis les années 1980 et codifiés

depuis par la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (« loi TSN ») de juin 2006. EDF a également proposé des mesures complémentaires à l'ASN, propositions qui renforcent la prise en compte des situations allant au-delà de celles considérées pour dimensionner les systèmes de sûreté et ce, pour concourir à élever encore le niveau de sûreté actuel des centrales.

Dans son avis au gouvernement publié le 3 janvier 2012, l'ASN précise, sur la base des analyses de son appui technique, qu'« à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande pas l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles ». Dans le même temps, l'ASN considère que « la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes ».

L'ASN a également prescrit le concept de « noyau dur » et la mise en œuvre de la FARN (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)). Le « noyau dur » sera constitué d'un nombre limité de structures, systèmes et composants de la centrale, robustes à des situations étudiées dans le cadre des ECS (agressions au-delà des niveaux considérés dans les référentiels de sûreté et se traduisant par la perte de fonctions de refroidissement ou de sources électriques de longue durée affectant plusieurs installations d'un même site).

À la suite de la publication de l'avis de l'ASN au gouvernement, le coût des travaux de sûreté post-Fukushima a été évalué à 10 milliards d'euros<sup>2010</sup>. Le 26 juin 2012, l'ASN a pris 19 décisions imposant à EDF plus de six cents prescriptions techniques, qui traduisent en exigences réglementaires le plan d'action post-Fukushima défini à la suite des évaluations complémentaires de sûreté. Ces prescriptions techniques prévoient que tous les sites nucléaires devront disposer d'une organisation et de locaux de crise robustes résistants à la survenue d'un événement de grande ampleur touchant plusieurs installations. Pour les centrales d'EDF, le « noyau dur » prescrit devra, dans un premier temps, comprendre des moyens électriques « bunkerisés » qui doivent être en place partout avant 2018 ; dès la fin 2013, des groupes diesel de secours provisoires devront être installés. La définition complète du noyau dur fera l'objet jusqu'en 2013 de prescriptions techniques réglementaires de la part de l'ASN. Les décisions publiées en juin 2012 ont également confirmé la mise en œuvre de la FARN (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)). Les travaux entrepris à la suite de l'accident de Fukushima s'étendront sur plusieurs années et EDF va continuer à mobiliser toute son expertise, ainsi que les ressources de la filière industrielle, pour étudier et réaliser l'ensemble de ces améliorations de façon à respecter les prescriptions de l'ASN.

#### Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF

La loi TSN de 2006 ne fixe pas de durée limite d'exploitation a priori, mais impose, tous les dix ans, de réexaminer le niveau de sûreté des installations au regard des meilleures pratiques internationales (« référentiel de sûreté »).

Dans le cadre des études associées aux troisièmes visites décennales du palier 900 MW, l'ASN avait publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'avait 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.

Cette position générique de l'ASN est complétée par des décisions réacteur par réacteur. Ainsi, à l'issue de la visite décennale de chaque réacteur du palier 900 MW, l'ASN prononce une autorisation pour le redémarrage. Six mois après le redémarrage suivant la visite décennale, l'exploitant lui remet un rapport de conclusion du réexamen de sûreté sur la base duquel l'autorité de sûreté adopte une décision qui fixe les prescriptions techniques complémentaires à mettre en œuvre par l'exploitant pour poursuivre l'exploitation du réacteur dix années supplémentaires.

La tranche du Tricastin 1 est la première à avoir connu l'ensemble du processus nécessaire à la poursuite d'exploitation jusqu'à 40 ans. Cela s'est concrétisé par un avis positif rendu par l'ASN le 4 novembre 2010 sur l'aptitude de la tranche à être exploitée pour dix années supplémentaires après sa troisième visite décennale. Conformément aux prescriptions techniques émises à cette occasion par l'ASN, EDF devra notamment terminer d'ici à fin 2014 les travaux engagés afin d'assurer par un renforcement des ouvrages hydrauliques de

Donzère-Mondragon une protection adaptée de la centrale nucléaire contre le risque d'inondation en cas de crue millénaire majorée.

La tranche de Fessenheim 1 est la seconde à avoir connu la fin de ce processus : elle a terminé sa troisième Visite Décennale en mars 2010, à l'issue de laquelle l'ASN a rendu un avis positif le 4 juillet 2011 sur l'aptitude de la tranche à être exploitée dix années supplémentaires ; cet avis a été rendu sous condition notamment du renforcement du radier du réacteur avant mi-2013 et de l'installation de dispositions techniques de secours pour évacuer durablement la puissance résiduelle en cas de perte de la source froide. La seconde tranche de Fessenheim a terminé sa troisième visite décennale en mars 2012, date à laquelle le réacteur a été autorisé à redémarrer. Pour ces deux tranches comme pour les autres, EDF s'est engagé à réaliser les travaux complémentaires conformément aux conditions prescrites par l'ASN (concernant les décisions relatives à la centrale de Fessenheim, voir section 6.5.8.2 (« Réglementation, future au niveau national »)).

La tranche de Bugey 2 a également terminé sa troisième visite décennale en 2010, à l'issue de laquelle l'ASN a autorisé la poursuite de son exploitation pour une durée de dix années supplémentaires.

Les tranches de Bugey 4 et 5, Dampierre 1 et 2, Le Tricastin 2 et 3, Gravelines 1 et 3, et la tranche 1 du Blayais ont également passé leur troisième visite décennale à fin 2012.

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu notamment de l'investissement important réalisé, d'une part, lors des troisième visites décennales et, d'autre part, au titre des améliorations post-Fukushima. Cet objectif s'inscrit pleinement dans la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue. À cette fin, EDF a engagé des plans d'actions industriels et de recherche & développement. Des actions sont engagées pour renouveler les gros composants qui peuvent l'être (voir section 6.2.1.1.3.2 (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques »)), et des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans.

S'agissant des améliorations de la sûreté des tranches à réaliser pour étendre la durée de fonctionnement à 60 ans, une première réunion avec l'ASN s'est déroulée en septembre 2010 pour en présenter les principales orientations. L'ASN a fait examiner ces propositions d'amélioration les 18 et 19 janvier 2012 par le groupe permanent « réacteurs », composé d'experts mandatés par elle. Le groupe permanent a jugé ces propositions de façon positive, en recommandant qu'elles soient complétées et pour certaines renforcées. Ces propositions d'améliorations sont revues et réévaluées à l'aune des enseignements tirés de l'accident de Fukushima.

24 tranches nucléaires devraient avoir leur quatrième visite décennale entre 2019 et 2024. L'arrêt de ces tranches impliquerait dès maintenant des investissements majeurs dans de nouveaux moyens de production.

Un allongement de la durée de fonctionnement du parc nucléaire actuel permettrait, dans le respect de la première priorité que constitue la sûreté :

- de faire le meilleur usage du patrimoine industriel qu'il constitue ;
- de repousser les flux financiers associés aux décisions d'investissement dans des 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.

## État d'avancement du projet EPR (European Pressurized water Reactor) de Flamanville

### Une ingénierie « architecte-ensemblier »

Pour la réalisation du projet EPR de Flamanville 3, EDF a souhaité conserver le rôle d'architecte-ensemblier qui correspond à la position adoptée par EDF lors du développement, de la rénovation et de la déconstruction de ses actifs de production en s'appuyant sur ses compétences internes d'ingénierie. Ce rôle permet la maîtrise 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 et de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

### Phase de lancement du projet

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, en cohérence avec la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (« loi POPE »).

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 à la suite duquel le décret d'autorisation de création (« DAC ») de l'installation nucléaire Flamanville 3 a été délivré le 11 avril 2007. Le Conseil de politique nucléaire du 28 septembre 2012 a réaffirmé la poursuite du projet EPR à Flamanville.

Plusieurs recours ont été exercés par des associations contre certaines autorisations administratives, dont un est en cours devant le tribunal administratif de Caen (voir section 20.5.1 (« Procédures concernant EDF »)).

### Études

Les études de réalisation se poursuivent afin de produire les documents d'exécution et d'assurer le bon déroulement de la construction sur site.

### Interfaces avec l'Autorité de sûreté nucléaire

EDF a remis en octobre 2010 à l'Autorité de sûreté nucléaire une première version de travail du dossier de mise en service de Flamanville 3 afin de permettre une instruction anticipée. La transmission de la version finale de ce document est requise un an avant le chargement en combustible du réacteur, soit en 2015. L'ASN a par ailleurs considéré que les évolutions apportées par EDF à l'architecture du contrôle-commande de l'EPR sont satisfaisantes eu égard à la demande faite en octobre 2009 d'éléments de justification complémentaires et d'examen de dispositions de conception différentes.

### Contrats de fourniture et de travaux

À fin 2012, EDF a attribué 200 contrats, représentant plus de 99 % du montant total. Les six contrats les plus importants (chaudière, génie civil, contrôle-commande, tuyauterie, travaux en mer et galerie de rejets, alternateur - condenseur - poste d'eau) 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.

### Fabrication des équipements

La fabrication des équipements requis pour la construction est maintenant très avancée. Les premiers gros composants ont été livrés sur site en 2010, les gros composants de la partie conventionnelle ont été livrés en 2011, et l'essentiel des équipements de la partie nucléaire sera disponible en 2013-2014.

À la suite de la détection de défauts sur plusieurs d'entre elles, EDF a décidé de remplacer les 45 consoles du pont de manutention du bâtiment réacteur. Il s'agit de boîtes métalliques disposées sur la circonférence du bâtiment réacteur et sur lesquelles s'appuiera le pont mobile nécessaire à la manipulation du combustible et à l'introduction de nouveaux composants (cuve, générateurs de vapeur...). À fin décembre 2012, les nouvelles consoles ont toutes été montées sur site.

### 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 décembre 2007 (date du premier béton). Au cours de l'année 2012, des étapes importantes de la construction ont été franchies :

- mise en eau du canal d'aménée de la station de pompage, nécessaire à l'alimentation en eau de mer des circuits de refroidissement ;
- finalisation du montage du groupe turbo-alternateur avec la mise en place du rotor de l'alternateur en salle des machines ;

- installation des supports des pompes primaires et des générateurs de vapeur dans le bâtiment réacteur ;
- finalisation du bétonnage des toitures des quatre bâtiments de sauvegarde.

À la suite du remplacement des consoles, le bétonnage de l'enceinte a repris en début d'année 2013.

En fin d'année 2012, l'avancement du génie civil est de 94 % et celui des montages électromécaniques, de 39 %.

#### Calendrier de mise en service et budget

En décembre 2012, EDF a communiqué une révision à la hausse du coût de construction du projet Flamanville 3 de 2 milliards d'euros constants s'ajoutant à l'estimation précédente (juillet 2011) de 6 milliards d'euros<sup>2008</sup>. Au-delà de l'effet « tête de série » – Flamanville 3 est la première centrale nucléaire construite en France depuis 15 ans –, certains facteurs ont pesé sur ce coût. Ainsi, cette réévaluation tient compte des dépenses complémentaires liées à des aléas industriels, notamment le remplacement des consoles du pont de manutention du bâtiment réacteur et ses conséquences sur l'aménagement du planning des travaux (voir plus haut « Fabrication des équipements »). Ont également été intégrés les études d'ingénierie supplémentaires, la prise en compte des nouvelles exigences réglementaires, dont l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires, ainsi que les enseignements post-Fukushima. L'objectif de première production commercialisable est maintenu à 2016.

#### Partenariat industriel conclu avec Enel

Un accord de coopération entre EDF et Enel, signé le 30 novembre 2007, prévoyait la participation financière d'Enel au projet Flamanville 3 à hauteur de 12,5 % en contrepartie d'une quote-part équivalente de production d'électricité sur la durée d'exploitation de la centrale. Compte tenu notamment de l'évolution de l'environnement économique et du projet de Flamanville 3, ainsi que de l'abandon de la relance du programme nucléaire italien, Enel a souhaité sortir du projet Flamanville 3, avec effet le 19 décembre 2012. EDF a remboursé Enel du montant de son investissement dans ce projet (principal et pénalités) pour un montant de 658 millions d'euros, et en contrepartie récupère l'intégralité de la production d'électricité de Flamanville 3.

#### Résultat de l'évaluation complémentaire de sûreté pour l'EPR

L'exercice d'évaluation complémentaire de sûreté a également été mené pour l'EPR, sachant que ce réacteur tire sa robustesse de sa conception initiale. Les paradigmes supplémentaires à mettre en œuvre sont compatibles avec le planning.

Sur l'EPR, l'analyse par les groupes permanents de l'ASN les 8, 9, et 10 novembre 2011 montre que la conception de la centrale actuellement en construction à Flamanville assure déjà une protection améliorée à l'égard des accidents graves du type de l'accident de Fukushima. Dans ce contexte, les groupes permanents estiment qu'EDF devra identifier, parmi les équipements prévus, ceux relevant du « noyau dur » relatif à la prévention et à la limitation des conséquences d'un accident grave. Cette analyse a été confirmée par le rapport de l'ASN sur les évaluations complémentaires de sûreté.

#### Penly 3

Le 30 janvier 2009, le Président de la République française avait confirmé la construction sur le site de Penly, en Seine-Maritime, d'un deuxième réacteur nucléaire de type EPR, dont la réalisation serait assurée par EDF. Les travaux menés dans le cadre de la préparation de ce projet ont été suspendus à la mi-2012 dans l'attente d'une redéfinition des orientations sur ce projet.

#### 6.2.1.1.3.6 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité réglementaire, 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 aux installations sous surveillance ;
- 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 et 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 général, 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 cinq à dix 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 éventuelle, la durée des opérations conduisant au niveau 3 peut être évaluée à environ dix à quinze ans. Par ailleurs, des bâtiments conventionnels peuvent être conservés et utilisés pendant la déconstruction.

Le scénario de référence adopté par EDF depuis 2001 est une déconstruction sans période d'attente, en cohérence avec la réglementation française qui prévoit une déconstruction « dans un délai aussi court que possible, entre l'arrêt définitif du fonctionnement de l'installation et le démantèlement de celle-ci » (voir arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base).

Le processus réglementaire de la déconstruction est encadré par la loi TSN et son décret d'application n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 (voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)). Pour un site donné, il se caractérise par :

- un décret d'autorisation unique, après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire, permettant la déconstruction ;
- des rendez-vous clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement ;
- 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 ;
- des phases préliminaires à l'obtention du décret d'autorisation, durant lesquelles :
  - l'exploitant doit fournir au moins trois ans avant la mise à l'arrêt définitif un dossier de demande à ses autorités de tutelle et à l'ASN (article 37 du décret d'application n° 2007-1557) précisant notamment les modalités de déclassement (article 40 du décret d'application n° 2007-1557),
  - des consultations et enquêtes publiques doivent être organisées (article 38 du décret d'application n° 2007-1557).

#### La déconstruction des centrales de première génération arrêtée

Concernant les centrales à l'arrêt (un réacteur à eau pressurisée (« REP »), Chooz A ; un réacteur à eau lourde (« REL »), Brennilis, un réacteur à neutrons rapides (« RNR »), Creys-Malville, et six réacteurs de la filière uranium naturel - graphite - gaz (« UNGG ») à Bugey, Saint-Laurent et Chinon), le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement d'ici environ 2035, à la suite du décalage de la date de mise en service du stockage FAVL par l'ANDRA. Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils restent placés sous sa responsabilité et sa surveillance.

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

La déconstruction des neuf centrales nucléaires de première génération d'EDF mises à l'arrêt définitif produira environ un million de tonnes de déchets primaires, dont 80 % de déchets 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 FAVL.

Les filières existantes pour l'évacuation des déchets TFA et FMA seront complétées par :

- le projet d'Installation de conditionnement et d'entreposage des déchets activés (« ICEDA ») en cours de développement sur le site de Bugey. L'enquête publique, réalisée en juin et juillet 2006, a conclu à un avis favorable, et un décret du 23 avril 2010 a autorisé EDF à créer l'installation. Toutefois, en parallèle, des recours contre le décret et le permis de construire ont été déposés (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrage »)). Par ailleurs le tribunal administratif de Lyon a prononcé l'annulation du permis de construire d'ICEDA au motif de sa non-conformité avec le plan local d'urbanisme de sa commune d'implantation. Les travaux ont donc été suspendus début janvier 2012. EDF met en œuvre tous les moyens réglementaires pour rétablir la situation administrative relative au permis de construire ;
- le Centre de stockage des déchets FAVL qui 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 abouti et, afin de donner le temps nécessaire à la concertation, l'État a décidé en 2010 de lever les contraintes de calendrier sur le projet de stockage FAVL. L'ANDRA a remis aux pouvoirs publics un rapport fin 2012 proposant notamment la reprise de la recherche de sites (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)).

Le processus de déconstruction des centrales de Chooz A et Creys-Malville se poursuit. Chooz A est un réacteur à eau pressurisée, d'une technologie analogue aux 58 tranches en exploitation mais de conception plus ancienne. La situation du réacteur, dans une caverne rocheuse, à flanc de colline, crée par ailleurs des conditions très particulières.

Concernant Brennilis, en application d'une convention<sup>1</sup> de 2008 avec le CEA, EDF est devenu entièrement responsable de sa déconstruction. EDF a déposé auprès de l'ASN un nouveau dossier de demande d'autorisation de déconstruction de la centrale de Brennilis fin juillet 2008. Ce dépôt faisait 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, annulation 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. À la suite de 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, avis assorti cependant d'une recommandation de réalisation de certains travaux. Un décret paru au Journal officiel du 28 juillet 2011 permet ainsi de reprendre et finaliser les travaux de démantèlement partiel de la centrale ; la réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre de ce décret se poursuit. En revanche, les travaux définitifs de démantèlement complet doivent être couverts par un décret complémentaire pour lequel EDF a déposé une demande le 29 décembre 2011, respectant ainsi les échéances requises par le décret partiel. Conformément à l'avis que l'ASN avait exprimé, la Mission de la sûreté nucléaire et de la radioprotection a signifié à EDF en décembre 2012 que l'instruction de la demande d'autorisation de démantèlement complet de Brennilis ne peut être instruite en l'état en raison de l'annulation du permis de construire d'ICEDA. EDF analyse les conséquences de cette décision.

Concernant les six réacteurs de la filière UNGG, les travaux sont moins avancés. Le programme de déconstruction d'EDF prévoyant une évacuation directe du graphite de ces centrales au centre de stockage FAVL, l'allongement des délais de mise à disposition par l'ANDRA du centre de stockage retarde l'avancement des travaux.

## 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 des sites (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 29.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012). 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.

En ce qui concerne les centrales de première génération à l'arrêt, les technologies sont très différentes les unes des autres (UNGG, REL, REP, RNR). Les coûts de déconstruction ont été évalués à partir de devis mis à jour en 2008, réévalués en 2012 en tenant compte de l'expérience industrielle accumulée, des aléas réglementaires et techniques rencontrés et de l'évolution des hypothèses techniques et réglementaires. 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. Le financement de ces travaux de déconstruction est provisionné dans les comptes d'EDF (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 29.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012).

Pour les réacteurs standardisés de la filière REP en exploitation, les provisions sont constituées pour l'ensemble des 58 tranches sur la base d'un montant provisionnel équivalent à 303 euros<sub>2012</sub> par kilowatt installé. Ce montant couvre les opérations de déconstruction, hors gestion des déchets issus de la déconstruction.

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 (démontage complet et enlèvement du bâtiment réacteur, des matériaux et des équipements radioactifs) 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 kilowatt 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.

Dans le cadre de l'actualisation en 2009 de cette étude « Dampierre », EDF a commandité une étude au cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur Maine Yankee aux États-Unis. Il en est ressorti, d'une part, que les estimations de LaGuardia et d'EDF étaient très proches et, d'autre part, que tout exercice d'intercomparaison nécessite une vérification approfondie du périmètre et des hypothèses considérés. Il convient notamment de tenir compte des exigences spécifiques à chaque pays, du degré de standardisation et d'homogénéité du parc, de la filière, du nombre de tranches par site, de l'éventuelle réutilisation industrielle du site, etc. EDF, en tant qu'unique propriétaire, exploitant, architecte-ensemblier, bénéficie de la connaissance de ses centrales et de l'expertise d'une entité d'ingénierie spécialisée dans ce domaine.

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. Hormis quelques cas particuliers (Suède, Japon), les coûts avancés par chacun sont en effet assez homogènes, la France se situant 10 % à 15 % en dessous de la moyenne, ce qui s'explique notamment par l'effet de série que l'on peut raisonnablement attendre de la déconstruction du parc REP.

1. Par cette convention, le CEA est devenu entièrement responsable de la déconstruction de Phénix.

Une convention a été conclue courant 2011 entre le CEA, EDF, AREVA et la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) à la suite de la demande de la DGEC que soient réalisés des audits sur les outils d'évaluation des obligations de fin de cycle concernant EDF, AREVA et le CEA. Les audits qui seront menés s'inscrivent dans le cadre de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et du décret du 23 février 2007 sur la sécurisation du financement des charges nucléaires.

#### 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.

Dans ce cadre, des accords conclus avec AREVA en juillet 2010 et avec le CEA fin 2008 ont permis de clarifier les responsabilités financières des parties. À la suite du versement de soultes, EDF est libéré de toute obligation au titre de la déconstruction des installations de Phénix, aujourd'hui à l'arrêt, et de La Hague.

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

Des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 pour couvrir les engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 48.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012).

Pour EDF, il s'agit des provisions relatives à :

- la déconstruction des centrales nucléaires (12,6 milliards d'euros au 31 décembre 2012) ;
- la gestion à long terme des déchets radioactifs (7,1 milliards d'euros au 31 décembre 2012) ;
- la part de la provision pour derniers cœurs des centrales relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs (434 millions d'euros au 31 décembre 2012).

La provision pour gestion du combustible usé et la part de la provision pour derniers cœurs relative au coût du combustible non irradié relèvent du cycle d'exploitation et sont donc exclues de l'assiette des actifs de couverture à constituer.

La loi du 28 juin 2006 avait fixé un délai de cinq ans pour que la valeur du portefeuille des actifs dédiés soit au moins égale à la valeur des provisions, soit au plus tard en juin 2011. La loi NOME du 7 décembre 2010 a accordé aux exploitants un report dérogatoire de cinq ans pour la couverture complète

du passif par les actifs, soit au plus tard en juin 2016, si l'exploitant remplit les conditions prévues par la loi, ce qui est le cas d'EDF. Le programme prévisionnel de dotations annuelles a été établi pour atteindre l'objectif fixé par la loi.

Pour l'exercice 2012, la dotation de trésorerie au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'est élevée à 737 millions d'euros. Les actifs dédiés représentaient, au 31 décembre 2012, une valeur de réalisation de 17,6 milliards d'euros (dont 15,2 milliards d'euros pour le portefeuille financier actions, obligations, trésorerie et 2,4 milliards d'euros pour les titres RTE affectés aux actifs dédiés), en regard de 20,1 milliards d'euros de provisions (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 48.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012).

Postérieurement à la clôture, l'État a autorisé le 8 février 2013, en application du décret du 23 février 2007, l'affectation aux actifs dédiés de la créance CSPE détenue par EDF. Compte tenu de cette autorisation, EDF a décidé d'affecter aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, pour un montant de 4,9 milliards d'euros. Cette affectation est concomitante avec une sortie d'actifs financiers du portefeuille pour un montant de 2,4 milliards d'euros, résultant en une dotation nette aux actifs dédiés de 2,5 milliards d'euros, atteignant ainsi l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 51.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012).

#### 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 2012, 7,6 % de sa production totale d'électricité nette de la consommation du pompage.

##### 6.2.1.1.4.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend 435 centrales :

- environ 11 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent 61 % de la production totale ;
- environ 50 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent moins de 7 % de la production totale.

L'âge moyen du parc est de 68 ans.

Le tableau ci-dessous récapitule la puissance maximale des centrales hydrauliques, ainsi que leur production nette du pompage et leur consommation par pompage des trois dernières années, selon que leur capacité est inférieure ou supérieure à 12 MW.

	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2012
<b>Centrales hydrauliques de capacité inférieure ou égale à 12 MW</b>			
Puissance maximale (MW)	1 011,5	996,2	996,2
Production nette du pompage (TWh)	3,1	2,2	2,6
Consommation par pompage (GWh)	40,0	16,1	40,3
Production pompage compris (TWh)	3,1	2,2	2,6
<b>Centrales hydrauliques de capacité supérieure à 12 MW</b>			
Puissance maximale (MW)	19 011,1	19 011,1	19 013,3
Production nette du pompage (TWh)	35,7	24,6	32,0
Consommation par pompage (TWh)	6,6	6,9	6,7
Production pompage compris (TWh)	42,3	31,5	38,6
<b>PUISANCE MAXIMALE TOTALE (GW)</b>	<b>20,0</b>	<b>20,0</b>	<b>20,0</b>
<b>PRODUCTION TOTALE NETTE DU POMPAGE (TWH)</b>	<b>38,8</b>	<b>26,8</b>	<b>34,5</b>
<b>PRODUCTION TOTALE POMPAGE COMPRIS (TWH)<sup>(1)</sup></b>	<b>45,4</b>	<b>33,7</b>	<b>41,2</b>

1. Y compris usine marémotrice de la Rance (503 GWh).

Au périmètre France continentale, 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 outre-mer et Corse), soit 20 % du parc d'EDF, pour une énergie productible (c'est-à-dire pour une hydraulité moyenne, voir glossaire) annuelle d'environ 43,5 TWh, contribuant à placer la France au rang de second 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 : des aménagements « au fil de l'eau », comme sur le Rhin, qui ne possèdent

pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment ; des éclusées avec 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 ; des aménagements de lacs (réservoirs saisonniers) situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif central et Pyrénées) ; des stations de transfert d'énergie par pompage (« STEP ») qui permettent de pomper l'eau du bassin aval vers le bassin amont en période de prix faibles, 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) ; une usine marémotrice sur la Rance qui, en utilisant le mouvement ascendant et descendant de la marée, fournit de l'électricité de manière très régulière.

Catégorie	Puissance	Productible moyen sur 50 ans
Fil de l'eau	3,6 GW	17,1 TWh
Lac	8,8 GW	15,8 TWh
Éclusées	3,1 GW	8,8 TWh
Marémotrice	240 MW	0,5 TWh

Les STEP d'EDF en France continentale représentent une puissance de 4,3 GW pour une production qui en 2012 a été de 4,6 TWh. Le productible des STEP lié aux apports naturels dans les bassins amont est en moyenne de 1,1 TWh.

#### 6.2.1.1.4.2 La sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements hydroélectriques et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur (voir section 4.2.2.2 « Gestion des risques liés à la sûreté hydraulique »)). Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau 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'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL). 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 régulière 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.

De plus, pour chacun des 150 grands barrages, une révision complète est réalisée tous les dix ans, assortie 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 (DREAL et STEEG – Service technique de l'énergie électrique et des grands barrages). En 2012, EDF a réalisé 19 examens techniques complets sur ces ouvrages.

Au niveau organisationnel, l'Inspecteur de la sûreté hydraulique établit chaque année un rapport destiné au Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est directement rattaché, ainsi qu'aux acteurs de la sûreté hydraulique. Ce rapport a pour objectif, après un travail d'analyses, d'inspections et d'évaluations menées par l'Inspecteur de la sûreté hydraulique, de donner

un avis sur le niveau de sûreté hydraulique des installations du Groupe et de fournir des pistes de réflexion et de progrès pour en garantir l'amélioration et la consolidation. Ce rapport est rendu public sur le site internet du Groupe. 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 depuis plusieurs 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 centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF, qui représentent un peu plus de 15 GW, soit environ 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 et conditions hydrauliques 2012

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydraulique peut varier significativement suivant les années. Après une année 2011 atypique marquée par des conditions hydrologiques fortement dégradées sur de nombreux bassins, l'année 2012 marque un retour à des conditions proches de la normale.

La production d'électricité d'origine hydraulique hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage a été en France continentale de 41,2 TWh, et de 34,5 TWh nette de la consommation liée au pompage.

La disponibilité globale du parc hydraulique, c'est-à-dire le pourcentage du temps dans l'année pendant lequel les centrales sont disponibles à pleine puissance, s'est établie en 2012 à 82,1 %, un résultat stable par rapport à 2011. Pour l'année 2012, l'indisponibilité du parc hydraulique d'EDF provient pour 13,9 % de travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (indisponibilité programmée) et pour 4 % 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 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 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. Le budget total de mise à niveau du patrimoine a été réévalué en 2011 pour tenir compte de l'ampleur des travaux et porté à 900 millions d'euros environ sur la période 2007-2015, dont 800 millions d'euros dédiés à la sûreté des installations. Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique, intitulé « Sûreté et performance de l'hydraulique » (« SuPerHydro ») entraîne, transitoirement pendant la durée des travaux, des indisponibilités programmées plus conséquentes (engendrant une baisse de la disponibilité globale de l'ordre de quelques points) que celles enregistrées les années antérieures. En revanche, la réalisation du programme n'impacte pas l'indisponibilité fortuite des moyens de production du parc hydraulique, et le taux de réponse à la sollicitation reste à un bon niveau.

Après le développement de pilotes, EDF a engagé en 2011 un autre projet ambitieux de modernisation de la performance industrielle de son parc hydraulique, pour un montant global de 840 millions d'euros sur la période 2009-2021. Ce projet, intitulé « RenouvEau », vise à moderniser la maintenance et l'exploitation du parc hydraulique, via notamment la rénovation des installations électriques, du contrôle-commande et des outils informatiques de gestion, de maintenance et d'exploitation. Il permettra, au travers des pratiques modernisées et standardisées de maintenance et d'exploitation (e-exploitation, *e-monitoring*, gestion de la maintenance assistée par ordinateur...), d'améliorer la performance opérationnelle du parc hydraulique, en particulier son productible, sa disponibilité et sa contribution aux services système.

#### 6.2.1.1.4.4 Les enjeux de la production hydraulique

La filière hydraulique s'attache aujourd'hui à répondre aux enjeux suivants : renouvellement des concessions, gestion de l'accès à l'eau et développement.

##### Le renouvellement des concessions

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre de concessions accordées par décret pour les ouvrages de plus de 100 MW, par arrêté préfectoral pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW et dans le cadre 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.

Le décret du 22 février 2012 a approuvé la convention et le cahier des charges de concession par l'État à EDF de l'exploitation des chutes d'Éguzon et de la Roche au Moine, représentant une puissance maximale brute cumulée de 109 MW. Le renouvellement des concessions hydrauliques est soumis aux dispositions de la loi Sapin de 1993.

Le 22 avril 2010, l'État a annoncé le périmètre des concessions de métropole à renouveler par appel d'offres. Dix concessions d'une puissance cumulée de 5 300 MW, représentant environ 20 % de la puissance du parc hydroélectrique français, doivent ainsi être renouvelées (dont 200 MW de suréquipements demandés). L'État souhaite anticiper le terme de 13 concessions, dont 12 détenues par EDF, afin d'opérer des regroupements par vallée.

Au total, les concessions détenues par EDF et concernées par ces renouvellements représentent une puissance concédée d'environ 4 300 MW et une production moyenne de près de 7 TWh par an, soit 15 % de la production hydraulique d'EDF, dont environ la moitié avec une échéance anticipée (2 150 MW et 3,5 TWh environ).

Entre 2015 et 2025, près de 1 000 MW et 3 TWh supplémentaires arriveront à leur tour à échéance.

Compte tenu de la complexité de la procédure, l'État s'est entouré d'appuis dans les domaines technique, juridique, financier et d'ordonnancement pour l'accompagner dans ce processus.

En l'état de la réglementation en vigueur, le concessionnaire sortant ne bénéficie d'aucune indemnisation dans l'hypothèse où une concession arrivée normalement à échéance ne serait pas reconduite à la suite de la procédure. 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, à condition que ces travaux aient été réalisés au cours de la deuxième moitié de la concession.

En revanche, les concessions dont le terme est anticipé par l'État feront l'objet d'une indemnisation. Cette indemnisation de la part de l'État est destinée à compenser le manque à gagner pour le concessionnaire sortant, du fait 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. Elle est versée à l'État et affectée aux départements sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 a prévu que le taux de la redevance ne dépasse pas un plafond fixé au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque procédure.

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 : (i) garantie de l'efficacité énergétique de l'exploitation de la chute ; (ii) respect d'une gestion équilibrée de la ressource en eau ; (iii) 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<sup>1</sup>.

EDF se prépare à présenter sa meilleure offre pour chaque concession, alliant amélioration énergétique, prise en compte des milieux aquatiques, rémunération de l'État et des collectivités au travers de la redevance et développement du territoire, tout en garantissant la sûreté et la sécurité d'exploitation. EDF s'appuie pour cela sur tout son savoir-faire en termes d'exploitation et d'ingénierie, ainsi que sur ses compétences dans le domaine de la protection de l'environnement.

Suite à la proposition du Président de la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale en novembre 2012, une mission d'information parlementaire sur la mise en concurrence des barrages hydroélectriques a été créée. Le rapporteur de cette mission devrait rendre ses conclusions dans le courant du 1<sup>er</sup> trimestre 2013.

##### La gestion de l'accès à l'eau

Les 239 barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de 7,5 milliards de mètres cubes 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

1. Ces durées couvrent le déroulement complet de la procédure de mise en concurrence et de désignation d'un concessionnaire, de l'appel à candidature à la désignation du candidat retenu.

conclues avec les élus locaux, agriculteurs, pêcheurs, responsables de sites touristiques et 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 à essayer de diminuer ces effets lorsque cela est techniquement possible et économiquement raisonnable.

Ainsi, 700 millions de mètres cubes 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<sup>1</sup> 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 »)).

D'une manière générale et depuis le démarrage des premières installations de production, EDF s'efforce de mieux connaître l'impact de ses activités de production sur l'environnement et notamment sur la biodiversité (voir section 6.6.7 (« Protection de la biodiversité »)). En 2011, cette volonté s'est concrétisée par la signature d'un partenariat avec l'Onema (Office national de l'eau et des milieux aquatiques) pour la protection et la restauration des milieux aquatiques. Cet accord-cadre, d'une durée de quatre ans, couvre plusieurs problématiques liées à la gestion de la ressource en eau, à la gestion des espèces aquatiques, à la dynamique des rivières ainsi qu'aux aspects socio-économiques. Cet accord est complété d'un volet spécifique de recherche et développement relatif à la réponse des écosystèmes aquatiques à la présence et aux modes d'exploitation des ouvrages de production d'électricité.

Le projet de reconfiguration du barrage de Poutès sur l'Allier, approuvé par l'État le 6 octobre 2011, s'inscrit également dans cette orientation. Fruit de la concertation avec les élus et les associations, sous l'égide des pouvoirs publics, ce barrage au nouveau visage a pour objectif d'allier performance environnementale et production d'électricité à partir d'énergie renouvelable. Le projet innovant conçu par le Centre d'ingénierie hydraulique (« CIH ») d'EDF fera passer le barrage de 17 à 4 mètres de hauteur, facilitant le franchissement des poissons migrateurs pour un impact limité à 10 % environ sur la puissance maximale et le productible du barrage.

## Le développement

95 % du potentiel hydraulique est actuellement exploité en France. EDF n'en poursuit pas moins le développement de son activité hydraulique, par la réalisation et l'étude de nouveaux projets.

- En Alsace, EDF a engagé depuis 2008 un plan de développement de ses capacités de production hydraulique, pour une puissance de 130 MW au total et un montant de 225 millions d'euros :
  - EDF a mis en service en 2008 la microcentrale hydraulique de Brisach, d'une puissance de 2,7 MW ; c'est à l'occasion de l'inauguration de cette centrale qu'EDF a annoncé son plan de développement en Alsace ;
  - en 2009, EDF a participé à la mise en service de la microcentrale de Kehl, sur la rive allemande du Rhin, d'une puissance de 1,4 MW. Un projet similaire est en travaux à proximité du barrage de Kembs, d'une puissance de 8 MW et 28 GWh de productible, avec une mise en service prévue en 2015 ;
  - EDF étudie le renforcement de la centrale hydroélectrique de Gambshheim par l'installation d'un groupe supplémentaire de 28 MW. Une opération similaire est en cours de réalisation sur le barrage d'Iffezheim avec l'installation d'un groupe supplémentaire d'une puissance de 38 MW, sur la rive allemande du Rhin, pour une mise en service prévue au printemps 2013 ;

- dans le massif des Vosges, l'ancienne station hydraulique de transfert d'énergie par pompage du lac Noir devrait être remplacée après 2016 par une centrale de conception moderne, d'une puissance de 55 MW, dans le cadre de la nouvelle concession obtenue le 20 avril 2009 ;
- 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, dont le débit d'attrait<sup>2</sup> sera turbiné, et à Kembs.
- EDF a pour objectif d'exploiter un démonstrateur de ferme hydrolienne sur le site de Paimpol-Bréhat dans les Côtes-d'Armor. Ce démonstrateur, premier du genre, comprendra à terme quatre hydroliennes d'une capacité totale de 2 MW et vise à tester en conditions réelles le principe de production d'énergie à partir des courants de marée (voir section 6.4.1.2.1 (« Présentation des énergies nouvelles »)). La première hydrolienne est en phase de tests et d'ajustements techniques.
- 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. En 2012, un projet a été mis en service pour une puissance de 1,1 MW et un productible de 6,7 GWh. Des projets sont à l'étude ou en cours de réalisation pour une puissance totale d'environ 21 MW et un productible de l'ordre de 126 GWh, avec des mises en service attendues s'échelonnant de 2013 à 2017.

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) : 2 projets de petits aménagements (Échirrolles et Rabuons) sont à l'étude, pour une puissance de 6,3 MW et un productible de 26 GWh. Les mises en service s'échelonnent entre 2014 et 2018. SHEMA, filiale à 100 % du groupe EDF via EDEV, et ses filiales sont spécialisées en gestion et exploitation de petits aménagements hydroélectriques et disposent à ce titre d'un parc de 83 centrales. L'un de leurs objectifs est de développer la petite hydraulique par :
  - l'optimisation et l'augmentation de la production du parc existant (rénovation de 16 centrales dans la Mayenne, programme de rénovation des centrales du Var, du Lot et de la Dordogne),
  - l'acquisition de petits aménagements hydroélectriques en France (2 centrales achetées en 2012 pour 1,2 MW et 4,2 GWh),
  - la construction de petits aménagements hydroélectriques neufs (centrale de Palisse en construction dans le Cantal pour 2,6 MW et projets en cours d'étude),
  - la mise en place de partenariats pour le développement de projets ;
- optimiser le potentiel des stations de transferts d'énergie par pompage en France (« STEP ») : dans le cadre d'un projet de la Commission européenne, EDF a engagé la réalisation d'un projet de transformation d'un des groupes de la STEP du Cheylas afin qu'il fonctionne à vitesse variable ;
- étudier les possibilités de « suréquipement » (par exemple, augmentation de puissance d'ouvrages hydrauliques existants) offertes par ailleurs par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 (« loi POPE » – voir section 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »)) pour contribuer au développement de moyens de pointe. À la suite de l'arrêté du 31 mai 2011, EDF adapte les groupes existants de la centrale de La Bathie en Savoie pour augmenter de 45 MW la puissance disponible sur le réseau. De même, un arrêté du 18 décembre 2011 autorise EDF à augmenter d'environ 55 MW la puissance de la concession de Serre-Ponçon. D'autres projets permettant de bénéficier des dispositions de la loi POPE sont à l'étude, en particulier sur la STEP de La Coche ;

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

2. Débit d'eau permettant d'attirer les poissons vers les ouvrages de franchissements.

- mettre à profit les opérations de rénovation de ses installations pour développer leurs capacités. Ainsi, EDF a pris en 2010 la décision de profiter d'une opération de rénovation lourde de la STEP de Revin pour améliorer les performances de l'installation (augmentation de l'énergie produite d'environ 20 % sur une STEP de puissance maximale de 808 MW) ;
- réaliser, dans le cadre du renouvellement des concessions, des adaptations des ouvrages (modernisation, optimisation de la production, etc.). Ainsi, dans le cadre du renouvellement de la concession de la Moyenne Romanche et des décrets publiés le 31 décembre 2010, EDF réalise un ouvrage neuf permettant de remplacer les six petites usines existantes par une nouvelle centrale souterraine (centrale de Romanche-Gavet) d'une puissance de 93 MW et pour un productible de 560 GWh, soit 155 GWh de plus que les centrales existantes.

Ces projets de développement de l'hydraulique par le groupe EDF en France continentale s'inscrivent pleinement dans les orientations du Grenelle de l'environnement.

EDF a également renforcé sa démarche d'accompagnement territorial pour les projets de développement. Cette démarche s'est concrétisée en 2012 par l'inauguration de l'agence « une rivière, un territoire » à Rodez pour les vallées du Lot, de la Truyère et du Tarn. Carrefour pour les porteurs de projets en quête d'expertise, cette agence permet à EDF de participer au développement économique des territoires, en stimulant les projets innovants et en faisant appel à des prestataires locaux.

#### 6.2.1.1.5.1 Le parc de production thermique à flamme d'EDF

Au 31 décembre 2012, le parc thermique à flamme en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au plan du combustible que de la puissance<sup>1</sup> :

Combustible	Puissance unitaire (MW)	Nombre de tranches en exploitation au 31/12/2012	Capacité totale (MW)	Année de mise en service	Énergie produite les 3 dernières années (TWh)		
					Au 31/12/2010	Au 31/12/2011	Au 31/12/2012
Charbon	250	9	2 250	entre 1966 et 1971			
	585	1	585	1969	14,5	10,9	12,7
	580	3	1 740	en 1983 et 1984			
Fioul*	585	4	2 340	entre 1968 et 1975	2,1	0,4	0,8
	685	4	2 740	en 1976 et 1977			
Turbines à combustion fioul et bi-combustibles	85	4	340	en 1980 et 1981	0,3	0,1	0,2
	203	1	203	en 1992			
	134	1	134	en 1996			
	125-129	2	254	en 1997 et 2007			
Cycles combinés gaz	187	2	374	en 2008			
	185-187	3	557	en 2009 et 2010			
	427	1	427	2011			
	465	1	465	2012		0,4	1,2

\* Les tranches fioul 250 MW sont fermées.

La puissance installée du parc thermique en exploitation en France continentale s'établit à 12 409 MW, dont le cycle combiné au gaz de Blénod, mis en service en 2011 et le premier des deux cycles combinés de Martigues, mis en service en 2012. Ces premiers cycles combinés d'EDF en France viennent compléter les investissements dans les turbines à combustion (« TAC »), moyens d'extrême pointe très réactifs<sup>2</sup> qui ont été mis en service à Vitry (Arrighi), à Vaires-sur-Marne et à Montereau. Par ailleurs, les deux

#### 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 2012, environ 3,3 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est de 28 ans, dispose à cette même date d'une puissance installée en fonctionnement de 12 409 MW (pour une puissance installée totale de 14 734 MW).

Les moyens de production thermique à flamme 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 (mis 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 répondent aux exigences environnementales des dernières directives en vigueur.

Les moyens de production thermique à flamme constituent ainsi une des composantes essentielles du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production-consommation et 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.

turbines à combustion de Montereau peuvent fonctionner au gaz naturel et au fioul domestique, améliorant encore leur flexibilité.

Avec une puissance thermique en réserve qui s'établit à fin 2012 à 2 325 MW, la puissance installée totale du parc thermique à flamme d'EDF en France continentale s'élève donc à 14 734 MW.

1. Ce tableau tient compte de l'arrêt des trois tranches fioul de Martigues (voir section 6.2.1.1.5.2 « Les enjeux de la production thermique à flamme »).

2. Les moyens d'extrême pointe désignent des moyens qui fonctionnent moins de 200 heures par an.

### 6.2.1.1.5.2 Les enjeux de la production thermique à flamme

#### 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.

En particulier, les plus récentes des tranches charbon 600 MW bénéficient des coûts de revient du combustible les plus bas au sein du parc thermique à flamme (tranches en bord de mer, sites de grande capacité, meilleurs rendements). Leur puissance ainsi que la flexibilité de leur production sont des atouts essentiels. Elles sont équipées de systèmes de désulfuration et de dénitrification des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre et de 80 % des émissions d'oxyde d'azote). Ces traitements permettent à ces tranches de se conformer aux contraintes environnementales applicables depuis 2008, ainsi que de répondre au durcissement de la réglementation au-delà de 2015. Un programme de rénovation de ces tranches charbon est en cours, avec pour objectifs l'amélioration de leur fiabilité et la prolongation de leur durée d'exploitation à l'horizon 2035.

En revanche, en raison des contraintes réglementaires environnementales, EDF prévoit de fermer ses 9 tranches charbon 250 MW, ainsi que la tranche du Havre 2 d'ici au 31 décembre 2015. Pour ces tranches, les programmes de maintenance sont élaborés en tenant compte de leur fermeture prochaine. Compte tenu d'une avarie technique survenue début mars 2013, la tranche charbon 250 MW du Havre 1 a été arrêtée le 8 mars 2013, EDF ayant décidé d'anticiper de quelques mois la fermeture de cette tranche.

#### Le renforcement du parc de turbines à combustion et la rénovation du parc fioul pour contribuer à répondre aux besoins de pointe

Depuis 2007, EDF a mis en service environ 1 060 MW de capacités d'extrême pointe au moyen de turbines à combustion sur les sites de Vitry-Arrighi, Vaires-sur-Marne et Montereau. Ces moyens très réactifs sont mobilisés lors des périodes de forte consommation d'électricité.

Par ailleurs, EDF a équipé deux tranches fioul de brûleurs bas NO<sub>x</sub> pour en permettre l'exploitation jusqu'en 2023, dans le respect de la réglementation environnementale applicable à partir de 2016.

#### La modernisation du parc de production thermique à flamme avec les cycles combinés

Après la mise en service en 2011 d'un premier cycle combiné au gaz (« CCG ») en France sur le site de Blénod, EDF a mis en service le 31 août 2012 un second cycle combiné au gaz à Martigues. Cette tranche résulte de la transformation (*repowering*) des anciennes tranches fioul, dont une partie des installations, comme la turbine à vapeur, le condenseur, les installations de traitement d'eau, est réutilisée. Le *repowering* d'une tranche de cette puissance est une première en Europe. Sa puissance installée est de 465 MW et son rendement est de plus de 50 % supérieur à celui des tranches thermiques classiques. Le second cycle combiné au gaz de Martigues sera mis en service au premier semestre 2013, faisant passer la puissance installée de la centrale de 465 à 930 MW.

Ces projets de rénovation et de modernisation du parc thermique à flamme permettront à EDF de réduire les émissions atmosphériques de CO<sub>2</sub>, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre. Par ailleurs, les tranches fioul utilisent toutes du combustible à très très basse teneur en soufre (fioul dit « TTBS », à teneur inférieure à 0,55 % de soufre).

Au-delà de la finalisation du projet de *repowering* de Martigues, EDF a décidé en décembre 2011 d'engager, en partenariat avec General Electric, le développement d'un cycle combiné gaz de nouvelle génération, équipé de la technologie FlexEfficiency50. Ce codéveloppement fournira l'opportunité d'exploiter un cycle combiné aux caractéristiques innovantes en termes de puissance (510 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (61 %, contre un rendement moyen pour un CCG standard de 57 à 58 %),

tout en présentant de bonnes performances environnementales avec des émissions de CO<sub>2</sub> en moyenne inférieures de 10 % à celles d'un CCG classique. À ce stade du projet, la mise en service est prévue fin 2015 sur le site de Bouchain dans le nord de la France.

Enfin, concernant la technologie CCS (*Carbon dioxide Capture and Storage*), le groupe EDF participe avec des partenaires industriels à des projets de captage en post-combustion et oxy-combustion, ainsi qu'à des études sur le transport et le stockage de CO<sub>2</sub>. Un démonstrateur de captage de CO<sub>2</sub> est ainsi en cours de construction sur le site du Havre. Ce projet, financé à hauteur de 25 % par les fonds démonstrateurs coordonnés par l'ADEME, est mené en collaboration avec Alstom. Ce démonstrateur permettra de tester l'impact du captage en post-combustion aux amines (procédé chimique qui consiste à piéger le CO<sub>2</sub> à l'aide d'un composé de type ammoniacal) sur le CO<sub>2</sub> présent dans les fumées issues de la combustion du charbon, de vérifier l'impact de cette technologie en milieu industriel et d'analyser sa flexibilité en exploitation. Le projet a été engagé sur 2010-2013 avec un déroulement prévu en trois étapes : étude, construction et exploitation. La mise en service de ce démonstrateur est prévue en 2013.

#### 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 (« ICPE ») ainsi que de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

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 de CO<sub>2</sub>. Sur la première période (2005-2007), les quotas attribués à EDF pour son parc thermique ont couvert les émissions effectives du parc. Conformément au plan national d'allocation de quotas de CO<sub>2</sub> pour la période 2008-2012, EDF a reçu pour ses centrales situées en France continentale 14,4 millions de tonnes de quotas au titre de l'année 2012<sup>1</sup>. Dans le même temps, les émissions totales du parc EDF en France continentale en 2012 se sont élevées à 13,3 millions de tonnes<sup>2</sup>. Par ailleurs, conformément à la réglementation européenne, les électriciens doivent payer l'intégralité des quotas de CO<sub>2</sub> correspondants à leurs émissions de gaz à effet de serre à compter de janvier 2013.

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. Le durcissement de cette dernière réglementation pour 2015 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<sub>2</sub> (mesurées en tonnes) entre 1990 et 2020 et de réduire d'au moins 50 % les émissions de SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> 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 14,9 TWh en 2012, est en hausse de plus de 25 % par rapport à 2011. Elle correspond à environ 3,3 % de la production d'EDF en 2012 en France continentale.

La production thermique à flamme a été impactée par l'incendie qui s'est déclaré en salle des machines du site du Havre le 30 janvier 2012. Cet incendie a en effet entraîné une indisponibilité d'environ un mois pour deux des tranches, et plus longue pour la troisième, la plus touchée par le sinistre. Fin 2012, les trois tranches du Havre étaient de nouveau disponibles.

La fiabilité du parc thermique à flamme a été confirmée en 2012 et se situe au niveau des standards européens. Une amélioration sensible a été enregistrée dans la capacité des TAC à répondre aux appels de l'optimiseur.

1. Les émissions de CO<sub>2</sub> du parc EDF pour l'année 2012 sont susceptibles d'évoluer marginalement, en fonction des derniers décomptes.

2. Sur le périmètre EDF SA (SEI y compris), les émissions totales ont été en 2012 de 16,4 millions de tonnes.

La maîtrise des indisponibilités non programmées est l'objectif essentiel pour des moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe tels que le thermique à flamme. L'enjeu pour ces moyens de production sollicités de façon variable tout au long de l'année (les centrales thermiques à flamme d'EDF fonctionnent annuellement entre 1 500 et 6 000 heures pour le charbon et les CCG, 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.

### 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 section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012).

EDF a poursuivi en 2012 les travaux de déconstruction sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation.

## 6.2.1.2 Commercialisation

### 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 2012 s'est élevée à 489,5 TWh<sup>1</sup>, en hausse de 2,1 % par rapport à l'exercice 2011. Cependant, corrigée de l'impact des aléas climatiques, et des années bissextiles, elle est stable.

La consommation intérieure de gaz est de 461 TWh<sup>2</sup> en 2012, soit une hausse de 3,2 % par rapport à 2011.

#### 6.2.1.2.1.2 La concurrence

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, l'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité et du gaz est totale. Chaque client peut choisir son fournisseur d'énergie. Il peut opter à tout moment et sans préavis pour une offre à prix de marché d'EDF ou une offre d'un concurrent.

Parmi les fournisseurs d'électricité sur le marché français, les principaux concurrents d'EDF sont GDF Suez, E.ON (SNET), Enel et Poweo Direct Énergie. La fusion le 11 juillet 2012 de Direct Énergie et de Poweo a donné naissance à un groupe détenteur d'un portefeuille de plus de 1 million de clients résidentiels et professionnels<sup>3</sup>. E.ON (SNET) et Enel ne sont pas présents sur le segment de marché des clients résidentiels.

Le concurrent principal, GDF Suez, qui compte plus de 11 millions de clients gaz et électricité en France métropolitaine, est également le premier fournisseur de gaz<sup>4</sup>. Les autres fournisseurs de gaz sur le segment de clients entreprises et collectivités locales sont Tegaz, Eni, Gaz Natural, Gazprom, E.ON et Antargaz. Sur le segment des clients particuliers, on retrouve principalement les fournisseurs Poweo Direct Énergie et Eni.

Au 31 décembre 2012, selon la CRE, les fournisseurs alternatifs, c'est-à-dire en dehors des fournisseurs historiques, disposaient d'une part de marché électricité de 6,9 % des sites résidentiels et de 7,6 % des sites non résidentiels, et d'une part de marché gaz de 11,3 % des sites résidentiels et de 22,8 % des sites non résidentiels.

La loi NOME promulguée le 7 décembre 2010 fixe les règles en matière de concurrence sur la commercialisation d'électricité et de gaz. Les principales dispositions de la loi sont les suivantes :

- les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz sont maintenus dans les conditions décrites au paragraphe 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente ») ci-dessous ;

- le tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché (« TaRTAM ») a pris fin le 30 juin 2011, date de mise en place effective du dispositif d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (« ARENH ») ;
- depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2011, l'ARENH est mis en place au bénéfice des fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF. Ce dispositif permet aux concurrents de s'approvisionner auprès d'EDF, après signature d'un accord-cadre, pour la fourniture de leurs clients finals situés en France métropolitaine. Le principe du mécanisme d'allocation de l'ARENH est décrit à la section 6.2.1.3.6 (« Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (« ARENH ») »).

Une trentaine de fournisseurs d'électricité ont signé un accord-cadre avec EDF. Les volumes semestriels mis à disposition sont stables autour de 30 TWh.

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF ont eu accès en 2012 :

- à leurs propres capacités de production ;
- à 60,8 TWh en 2012 liés à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (voir section 6.2.1.3.6 (« Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (« ARENH ») »)) ;
- à 27,6<sup>5</sup> TWh mis à disposition en 2012 par le groupe EDF par l'intermédiaire des « enchères de capacité » (« VPP ») décrites à la section 6.2.1.3.3 (« Les enchères de capacité ») ;
- à 5,8 TWh mis à disposition depuis 2008 par le groupe EDF par l'intermédiaire des « appels d'offres fournisseurs » (« AOF »), à la suite de la décision du 10 décembre 2007 de l'Autorité de la concurrence (voir section 6.2.1.3.4 (« Fourniture d'électricité à des fournisseurs alternatifs en France »)) ;
- aux importations ;
- au marché de gros de l'électricité.

#### 6.2.1.2.1.3 Les contrats aux tarifs réglementés de vente

##### L'accès aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel

Les principes définissant le droit aux tarifs résultent de la loi NOME du 7 décembre 2010 et figurent aux articles L. 337-7 à L. 337-9 et L. 445-5 du Code de l'énergie.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi NOME, la situation, par type d'énergie et par catégorie de clients, est désormais la suivante :

- Électricité :
  - consommateurs finals domestiques et non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : ces clients bénéficient à leur demande des tarifs réglementés de vente. Ils peuvent ainsi opérer des allers-retours entre les tarifs réglementés et le marché sans limite légale de durée ;
  - consommateurs finals non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance supérieure à 36 kVA : seuls les clients bénéficiant du tarif réglementé de vente à la date de promulgation de la loi NOME et les sites créés après cette date peuvent continuer à en bénéficier jusqu'au 31 décembre 2015. Ils peuvent effectuer des allers-retours entre offre de marché et tarif réglementé, à la condition de rester au minimum un an au marché et un an aux tarifs réglementés. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, ces mêmes clients ne bénéficieront plus des tarifs réglementés de vente pour la consommation de ces sites ;
  - consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leurs sites situés en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental : ces clients bénéficient à leur demande des tarifs réglementés.

Seuls EDF et les ELD fournissent l'électricité aux tarifs réglementés de vente.

1. Source : Bilan électrique 2012 publié par RTE.

2. Source : GRT gaz, Bilan 2012 des consommations.

3. Source : site internet groupe.direct-energie.com, rubrique « Le groupe ».

4. Source : Site internet gdfsuez.com, dossier de presse de présentation de la branche Énergie Europe, p. 14, 1<sup>er</sup> février 2012.

5. Valeur correspondant à l'expression à une décimale de la somme précise des valeurs, compte tenu de l'arrondi.

- Gaz naturel :
  - consommateurs finals domestiques et non domestiques consommant moins de 30 000 kWh par an de gaz naturel : ces clients bénéficient à leur demande des tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Ils peuvent ainsi opérer des allers-retours entre les tarifs réglementés et le marché sans limite de durée ;
  - consommateurs finals domestiques et non domestiques consommant plus de 30 000 kWh par an de gaz naturel : ces clients ne peuvent plus prétendre au bénéfice des tarifs réglementés dès lors qu'ils ont opté pour une offre de marché.

Seuls GDF Suez et les ELD fournissent le gaz naturel aux tarifs réglementés de vente.

### Le barème tarifaire et le principe du tarif intégré d'électricité

Le barème tarifaire regroupe une gamme de tarifs réglementés de vente d'électricité. Il existe trois tarifs :

- tarif bleu : tarif accessible aux sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA ;
- tarif jaune : tarif accessible aux sites dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA ;
- tarif vert : tarif accessible aux sites dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 250 kVA.

L'évolution de ces tarifs est fixée par arrêté du Ministre chargé de l'économie et du Ministre chargé de l'énergie, après avis consultatif motivé de la CRE.

Ces tarifs réglementés sont fournis par les fournisseurs historiques, c'est-à-dire EDF et les Entreprises Locales de Distribution (« ELD »). Ils comprennent un abonnement pour la mise à disposition de la puissance et une part variable proportionnelle à la consommation avec des prix éventuellement hor-saisonnalisés. La gamme tarifaire est conçue pour proposer aux clients un choix d'options qui tienne compte des variations de consommation des clients (heures pleines et heures creuses pour les clients particuliers, par exemple).

Le tarif est dit « intégré » car il couvre globalement les éléments suivants :

- la part « fourniture » (environ 60 % du coût du tarif hors taxes dans le cas des clients résidentiels au tarif bleu), comprenant : (i) la part « énergie », fondée principalement sur les coûts d'exploitation et les coûts d'investissement dans les moyens de production (y compris les coûts à l'aval du cycle et les coûts de recherche et développement), et (ii) les coûts de gestion de la clientèle et de commercialisation ;
- la part « réseaux » (environ 40 % du coût du tarif hors taxes dans le cas des clients résidentiels au tarif bleu) comprenant les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport géré par RTE et des réseaux publics de distribution gérés par les gestionnaires de réseaux de distribution, dite aussi part « acheminement ».

Ainsi, le décret du 12 août 2009 dispose que la part fixe et la part proportionnelle de chaque option ou version tarifaire sont chacune l'addition d'une part correspondant à l'acheminement et d'une part correspondant à la fourniture et sont établies de manière à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation, que supportent EDF et les ELD pour fournir leurs clients, ainsi qu'une marge raisonnable.

En outre, dans le cadre de ses missions de service public, EDF propose depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005 un tarif de première nécessité de l'électricité selon les modalités fixées par le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004. Ce décret a été modifié par un décret du 6 mars 2011 en vue de permettre une attribution automatique du tarif à tous les clients remplissant les conditions pour en bénéficier.

Enfin, le décret n° 2008-778 du 13 août 2008, pris en application de l'article 7 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, aujourd'hui codifié à l'article L. 445-5 du Code de l'énergie, a mis en place 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.

Les clients bénéficiant des tarifs réglementés reçoivent une facture d'électricité unique pour la fourniture, l'acheminement et les taxes associées. 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 et de transport-distribution est ainsi mise en évidence. Les taxes et contributions suivantes figurent sur la facture d'électricité :

- la taxe sur la valeur ajoutée (« TVA ») ;
- la Contribution aux charges de Service Public d'Électricité ou CSPE (voir section 6.5.4.2 (« Législation française : Code de l'énergie »)) a été fixée au 1<sup>er</sup> juillet 2011 à 9 €/MWh et au 1<sup>er</sup> juillet 2012 à 10,50 €/MWh, enfin à 13,50 €/MWh au 1<sup>er</sup> janvier 2013. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012, la CSPE est plafonnée à 559 350 euros<sup>1</sup> par site de consommation et par an, et le montant total dû au titre de cette contribution par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an est par ailleurs plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée ;
- les taxes locales municipales et départementales, collectées et reversées par EDF aux collectivités locales ; la loi NOME a transposé au 1<sup>er</sup> janvier 2011 la directive n° 2003/96/CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, réformant ainsi les taxes locales françaises sur l'électricité pour les transformer en Taxe sur la Consommation Finale d'Électricité (« TCFE ») ;
- la Contribution Tarifaire d'Acheminement (« CTA »), qui contribue à la couverture d'une partie des droits passés du régime des retraites (voir section 17.5.1.1 (« Régime spécial de retraite »)).

Au 23 juillet 2012, la hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente a été de 2 % pour l'ensemble des tarifs, conformément à l'arrêté du 20 juillet 2012. Cette évolution a été identique au sein de chaque couleure tarifaire. Elle n'a pas été l'occasion d'une réforme en structure.

Un autre arrêté du 20 juillet 2012 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux Entreprises Locales de Distribution a instauré une hausse de ces tarifs de 2,3 % à compter du 23 juillet 2012.

En octobre 2012, le Conseil d'État a annulé l'arrêté tarifaire de 2009 (décision publiée au Journal officiel du 25 octobre 2012) et a enjoint le gouvernement à prendre un arrêté rectificatif sous trois mois. Des motifs distincts sont invoqués selon les tarifs concernés. En ce qui concerne les tarifs bleus, le Conseil d'État considère que l'arrêté instaure une rupture d'égalité injustifiée entre les clients bénéficiaires en fonction de leur qualité. En ce qui concerne les tarifs jaunes et verts, le Conseil d'État considère que l'arrêté ne fixe pas de « critères clairs » pour l'application des différentes catégories, options et versions tarifaires.

Un nouvel arrêté daté du 14 février 2013 a été publié au Journal officiel le 15 mars 2013. Cet arrêté définit les différentes catégories tarifaires et réajuste la grille des seuls clients bleus non résidentiels. L'impact financier pour le groupe EDF a été estimé à 7 millions d'euros en 2012.

Une proposition de loi en discussion à l'Assemblée nationale début 2013 vise à instaurer un système de bonus-malus à destination des clients résidentiels en fonction du niveau de leur consommation en électricité (les autres énergies de réseau sont aussi concernées). Si elle était votée, les premiers paiements de bonus-malus et avec eux les premiers impacts financiers interviendraient début 2016 sur la base des consommations de 2015.

#### 6.2.1.2.1.4 Les contrats en offre de marché

En France, depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, tous les clients n'ayant jamais exercé leur éligibilité sont libres de quitter à tout moment et sans préavis les tarifs réglementés de vente pour une offre d'EDF ou d'un autre fournisseur (les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ayant exercé leur éligibilité après le 7 décembre 2010 et ayant choisi de revenir aux tarifs réglementés doivent cependant y rester au minimum un an (voir section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente »)). À l'exception des clients raccordés au réseau de transport, qui doivent

1. Plafond réactualisé chaque année en fonction de l'indice des prix à la consommation.

impérativement souscrire des contrats distincts pour la fourniture et l'acheminement, tous les autres clients 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, comme pour les tarifs réglementés de vente, le prix de la fourniture d'énergie électrique, le tarif d'accès aux réseaux de transport et de distribution (« TURPE »), les prélèvements publics (CSPE, CTA, taxes locales ou TCFE à partir de l'entrée en vigueur de la loi NOME, et TVA) mentionnés à la section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente ») ci-dessus.

### 6.2.1.2.2 La Direction Commerce

EDF regroupe ses activités de commercialisation en France au sein de la Direction Commerce.

#### 6.2.1.2.2.1 Présentation et stratégie commerciale

EDF commercialise de l'énergie et des services à près de 27 millions de clients (hors outre-mer et Corse), soit plus de 32 millions de sites.

Sur le marché de l'électricité, les ventes d'EDF se sont élevées en 2012 à 377,9 TWh<sup>1</sup>, ce qui représente une part de marché de 80 %. En 2011, les ventes étaient de 370,2 TWh et la part de marché de 80,2 %.

EDF propose des offres de fourniture de gaz à tous ses clients.

En 2012, EDF a commercialisé 20,9 TWh, ce qui représente une part de marché de 4,3 % auprès de plus de 880 000 sites. À la fin de l'année 2012, EDF fournissait du gaz à environ 780 000 clients résidentiels (contre près de 619 000 à fin 2011).

Pour approvisionner ses clients en gaz EDF a accès au marché du gaz et à ses produits pétroliers à travers sa filiale EDF Trading ; EDF est également propriétaire d'actifs de moyen-long terme (molécule et logistique). La Direction Commerce établit sa stratégie de *sourcing* en fonction des enjeux et des risques propres à chaque segment de clientèle.

EDF ambitionne de conforter la valeur de son portefeuille en fidélisant ses clients par l'excellence de la relation client et par la proposition d'offres adaptées aux nouveaux enjeux environnementaux et concurrentiels. Dans ce but, EDF met en œuvre une stratégie de commercialisation et de relation client reposant sur plusieurs canaux, tout en renforçant sa performance opérationnelle.

EDF intègre l'efficacité énergétique dans la fourniture de l'électricité grâce à des offres (au tarif ou à prix libres) incitant à la maîtrise de la demande d'énergie et au lissage des pointes de consommation. Cette gamme d'offres sera progressivement étendue en fonction du déploiement des compteurs communicants (voir section 6.2.2.2.5 (« Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs intelligents »)).

Au-delà des offres de fourniture d'électricité et des offres de gaz qui les complètent, le Groupe accompagne ses clients, sur tous les segments de marché, dans leurs actions et leurs investissements d'efficacité énergétique et de production décentralisée. EDF propose des offres d'efficacité énergétique pour permettre à ses clients de faire les choix les plus adaptés à leur situation afin de mieux maîtriser leurs dépenses d'énergie ou les oriente vers des partenaires qualifiés.

Cette démarche répond aux objectifs de la loi de programmation et d'orientation de la politique énergétique du 13 juillet 2005 et à la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène, et de sécurité »)), et permet ainsi à EDF d'obtenir des certificats d'économies d'énergie (CEE) en contrepartie des actions réalisées auprès de l'ensemble de ses clients. Dans ce cadre, EDF développe des solutions électriques performantes (pompe à chaleur dans les bâtiments bien isolés, véhicules électriques, etc.). En tant que porteur de l'obligation la plus importante en France, EDF est le premier producteur de certificats d'économies d'énergie (voir section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe »)).

En outre, EDF se positionne comme un acteur majeur de la transition vers une société bas carbone par son action territoriale visible et durable. EDF s'engage dans la promotion des futurs systèmes électriques intelligents. En effet, EDF prépare et expérimente des tarifs et des offres de services en participant à la conception et à l'exploitation de projets comme le démonstrateur Smart Electric Lyon, qui consiste à tester, avec des partenaires industriels et académiques, des solutions électriques innovantes auprès d'une dizaine de milliers de clients résidentiels et tertiaires.

EDF est fortement investi dans le développement de la mobilité électrique. Présent sur l'ensemble du territoire, il entretient un lien fort avec la population française et le tissu industriel, ainsi qu'avec l'ensemble des collectivités territoriales et autorités concédantes. Cette présence permet de concrétiser les valeurs du service public : proximité avec le client, continuité de service, professionnalisme et solidarité.

À cet égard, le Groupe agit pour que l'électricité ne devienne pas un facteur aggravant de précarité. Son approche est centrée sur la préservation de l'accès à l'énergie et à l'efficacité énergétique. Elle comprend la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie et des protections associées, l'accompagnement des clients en difficulté ainsi que les contributions au Fonds de solidarité pour le logement et au programme « Habiter mieux ». EDF complète cette démarche par des partenariats ciblés avec les pouvoirs publics et les acteurs du monde associatif dans la lutte contre la précarité énergétique.

#### 6.2.1.2.2.2 L'activité par catégories de clients

##### A. Les clients particuliers

À fin décembre 2012, EDF compte près de 25 millions de clients particuliers en électricité et plus de 780 000 en gaz. Pour l'exercice 2012, le volume de ses ventes s'élève à 142,4 TWh d'électricité et 8,9 TWh de gaz naturel.

Pour les clients particuliers, la politique de relation clients d'EDF a pour objectif de conforter dans la durée la confiance des clients et de les accompagner au plus près de leurs attentes, notamment en matière de maîtrise de leur consommation d'énergie.

Depuis novembre 2012, EDF met en avant les efforts engagés auprès de ses clients au travers de huit « engagements EDF & Moi ».

En prenant ces huit engagements, la démarche d'EDF est d'offrir à ses clients, dans un environnement changeant et incertain, une nouvelle lisibilité de son rôle à leurs côtés en tant que fournisseur d'énergie. En ce sens, ils sont le signe tangible d'une relation de proximité, personnalisée et d'aide à la maîtrise de la consommation.

Ces huit « engagements EDF & Moi » proposent des réponses personnalisées simples et concrètes aux attentes des clients particuliers d'EDF, et consistent à :

- proposer une offre adaptée à leurs besoins ;
- facturer au plus juste ;
- proposer des modalités de paiement souples et personnalisées ;
- écouter pour mieux les conseiller ;
- les aider à mieux consommer ;
- les rembourser sans traîner ;
- donner toujours une réponse en cas de réclamation ;
- les aider dans les moments difficiles.

En termes de satisfaction client, plus de 88 % des clients se déclarent satisfaits après un contact avec EDF en 2012. La nouvelle facture, plus simple et plus ergonomique, déployée à partir de fin novembre 2012 ainsi que les « engagements EDF & Moi » contribuent à faire évoluer positivement la satisfaction des clients particuliers.

1. Données hors ventes internes, ventes aux opérateurs étrangers et notifications d'échange de blocs ; y compris façonnage Eurodif corrigé des cut-off.

## Les marques du marché particuliers

L'activité d'EDF sur le marché des clients particuliers s'articule autour de deux grands enjeux : la relation autour du contrat d'énergie et l'accompagnement sur les économies d'énergie. En 2012, EDF a choisi de se différencier en recentrant la marque EDF sur la relation client autour du contrat d'énergie, et en repositionnant la marque Bleu Ciel sur le domaine des économies d'énergie dans l'habitat pour porter les offres, les conseils, et les services autour de l'efficacité énergétique des clients particuliers.

## La fourniture d'énergies

EDF fournit le tarif réglementé de vente d'électricité et depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007 propose à ses clients particuliers une offre de gaz naturel et une offre d'électricité à prix de marché : « Mon contrat gaz naturel » et « Mon contrat électricité », en complément des tarifs d'électricité.

Pour son activité de commercialisation sur le marché des clients particuliers (plus de 30 millions d'appels entrants, 112 millions de factures par an, plus de 7 millions d'espaces client sécurisés sur Internet), EDF met en œuvre une stratégie de commercialisation et de relation client reposant sur plusieurs canaux : plus de 100 boutiques réparties sur tout le territoire, une quarantaine de centres de relation clients (« CRC ») proposant un service de 8 heures à 21 heures, 6 jours sur 7, plusieurs centaines de vendeurs terrain, un portail vocal automatisé, un site internet et des applications pour *smartphones* avec accès sécurisé à la gestion du contrat.

## Les services pour les clients particuliers

Une large gamme d'offres et de services est proposée aux clients particuliers :

- les services « autour de la fourniture » : sécurité des installations intérieures (diagnostic sécurité électrique), mise en relation avec des partenaires pour l'entretien des chaudières au gaz naturel, assurance (assurance facture énergie – « AFE »), suivi des consommations (« Suivi conso »), assistance au dépannage électrique et plomberie (« ADEP »), modalités de paiement (facture électronique, service « Relevé confiance », agence en ligne...);
- les services « dédiés à la maîtrise de l'énergie » : conseils gratuits concernant les différents systèmes de chauffage ou sur les solutions d'isolation, diagnostics et accompagnement personnalisé sur les travaux d'isolation et de chauffage (offres « Objectif travaux », « Estimation travaux », « Mon diag conso habitat ») et offres de financement pour tout projet de confort thermique dans l'habitat, y compris l'entretien et la maintenance des installations assurés par des partenaires Bleu Ciel® d'EDF (solutions de financement « Prêt habitat neuf » pour les constructions neuves, « Prêt rénovation Bleu Ciel® d'EDF » pour l'existant, en partenariat avec Domofinance).

EDF a conclu plusieurs partenariats commerciaux pour soutenir ces offres, et notamment avec :

- Cardif pour la mise en place d'une convention d'assurance collective couvrant le règlement des factures d'électricité et de gaz en cas de décès ou d'incapacité d'un client d'EDF (« AFE »);
- le Crédit Foncier pour proposer un « Prêt habitat neuf » au client particulier ayant un projet de construction conforme aux prescriptions techniques « Bleu Ciel® d'EDF »;
- Texeurop pour la réalisation du service « Estimation travaux ».

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.

## La production de certificats d'économies d'énergie (CEE)

Concernant les clients particuliers, la production de certificats d'économies d'énergie est issue :

- des offres de solutions de rénovation thermique de l'habitat pour des matériels performants (isolation, chauffage, eau chaude sanitaire, ventilation). 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 plus de 1 800 000 rénovations, dont près de 600 000 logements sociaux, depuis mi-2006 ;

- de la politique partenariale d'EDF permettant aux professionnels de la construction et de la rénovation de bénéficier de l'appellation « partenaire Bleu Ciel® d'EDF » sous réserve du respect de la charte de qualité et d'éthique Bleu Ciel® d'EDF. 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.

EDF contribue aussi à des actions de formation et de promotion des économies d'énergie comme :

- la Formation aux économies d'énergie des salariés et artisans des entreprises du bâtiment (« FEEBAT ») : ce dispositif a été conçu avec les organisations professionnelles du bâtiment et l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) pour développer la capacité des entreprises à répondre au marché de la rénovation thermique. Il a permis depuis 2008 la formation d'environ 52 000 professionnels, grâce au financement d'EDF dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie. Le dispositif a été ouvert aux distributeurs de matériels et aux maîtres d'œuvre ;
- la refonte des règles de l'art « Grenelle environnement » : ce programme, lancé à l'initiative du ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer en novembre 2007, avec les organisations professionnelles du bâtiment, est destiné à accompagner techniquement les entreprises dans la prise en compte des enjeux du Grenelle de l'environnement. Réactualisées et intégrées dans les référentiels de formation, notamment FEEBAT, ces nouvelles règles permettent d'améliorer la qualité de mise en œuvre des rénovations.

## La politique de solidarité

EDF met en œuvre le dispositif financé par la CSPE institué en faveur des personnes en difficulté et en situation de précarité. Les clients disposant de faibles ressources peuvent accéder aux tarifs sociaux de l'électricité et de gaz naturel ainsi qu'à la gratuité de la mise en service. Fin 2012, 1 083 000 foyers (métropole, Corse et outre-mer) bénéficient du tarif de première nécessité (« TPN ») et 57 000 bénéficient du tarif spécial de solidarité gaz.

En 2012, EDF a contribué à hauteur de 22,9 millions d'euros au Fonds de solidarité pour le logement (« FSL »), participant à l'apurement des factures impayées de clients rencontrant des difficultés. En 2012, il a permis d'aider près de 190 000 ménages.

Au-delà de ses obligations légales, EDF promeut son offre « accompagnement énergie » regroupant des services et des conseils sur les tarifs, les usages, la maîtrise de l'énergie et les facilités de paiement. En 2012, plus de 324 000 personnes en ont bénéficié.

Pour être au plus près des populations fragiles, EDF s'appuie sur 170 points d'accueil de proximité, en complément de son réseau de boutiques. Les nombreux partenariats développés par EDF avec des associations spécialisées dans la médiation sociale, comme les PIMMS (point d'information médiation multiservice), comme l'ANIL (Agence nationale d'information sur le logement), partenaire depuis octobre 2011, et d'autres structures locales, font de ces lieux des relais d'information et de médiation reconnus facilitant l'utilisation des services publics. En 2012, le Directeur Commerce d'EDF a été élu Président de l'Union nationale des PIMMS.

EDF soutient aussi financièrement et techniquement des actions d'aide à la rénovation de l'habitat au travers de nombreux partenariats avec des bailleurs sociaux ou encore avec la Fondation Abbé Pierre. En 2012, EDF a reconduit son partenariat avec la Fondation dans le cadre du programme « Toits d'abord » faisant suite au programme « 2 000 toits pour 2 000 familles » ; EDF accompagne aussi des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie avec les CCAS, SOS Familles / Emmaüs France, le Secours catholique et le Secours populaire, ainsi qu'avec l'association Unis-cités dans le cadre du programme « Mediaterrés ».

EDF a également renforcé ses engagements auprès de l'Agence nationale d'amélioration de l'habitat (« ANAH »), dans le cadre du programme « Habiter



mieux ». La convention signée en 2011, sous l'égide du Gouvernement et en réponse à la loi Grenelle 2, prévoit une contribution financière d'EDF qui pourra atteindre jusqu'à 49 millions d'euros sur trois ans. Elle a ainsi permis d'engager la rénovation de plus de 13 000 logements occupés par des propriétaires en situation de précarité énergétique. EDF contribue également à identifier les ménages correspondant et apporte son expertise dans les actions de maîtrise de l'énergie (sensibilisation et formation).

En contrepartie de ces engagements, EDF se voit délivrer des certificats d'économies d'énergie.

### B. Les clients entreprises et professionnels

EDF compte près de 1,8 million de clients entreprises et professionnels pour des ventes d'électricité s'élevant, pour l'exercice 2012, à 188,3 TWh au tarif réglementé de vente et à prix de marché et à 10,4 TWh pour le gaz naturel.

EDF accompagne ses clients entreprises et professionnels 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 et professionnels, tant économique qu'environnementale. Dans la continuité de 2010 et au regard du nouveau contexte inédit induit par la mise en œuvre de l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) au 1<sup>er</sup> juillet 2011, EDF a ajusté sa gamme d'offres dédiées aux entreprises ainsi que son dispositif relationnel.

Dans le cadre du contrat de long terme d'une durée de 24 ans signé en 2008, EDF et Exeltium, consortium fondé par sept grands groupes industriels, ont signé en 2010 deux avenants. Ces accords portent ainsi sur une fourniture totale de 311 TWh dont la livraison est prévue en deux tranches. La première tranche concerne 148 TWh et a débuté au premier semestre 2010. EDF n'a pas aujourd'hui de visibilité sur ce qui pourrait être la date de démarrage de la deuxième tranche. Le partenariat a pour objectif de sécuriser une partie de l'approvisionnement en électricité de sites industriels électro-intensifs, actionnaires d'Exeltium, sous le contrôle de la Commission européenne.

#### Les offres

La gamme d'offres d'EDF est adaptée aux attentes des clients et à leur profil respectif, avec notamment des offres de fourniture d'électricité présentant des solutions compétitives et en adéquation avec les nouvelles règles de marché définies par la loi NOME.

EDF a également enrichi sa gamme de services à destination de tous ses clients, grandes ou petites entreprises. Ces services ont pour objectif de :

- simplifier la gestion des contrats et d'optimiser les dépenses d'énergie, grâce à la facture multisites, à la facture dématérialisée, au suivi des consommations, aux alertes personnalisées, à une large palette de moyens de paiement... ;
- optimiser les projets d'efficacité énergétique. EDF accompagne les entreprises dans leurs projets et leur mise en œuvre dans trois domaines : l'isolation des bâtiments, l'installation d'équipements énergétiques efficaces ou recourant aux énergies renouvelables et l'amélioration des procédés industriels en relation avec ses filiales de services d'efficacité. Cette démarche permet à EDF d'obtenir des certificats d'économies d'énergie (CEE) et de répondre ainsi à ses obligations légales ;
- 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...

Pour renforcer son expertise et répondre au mieux aux projets d'investissement de ses clients, EDF s'est entourée de partenaires, plus de 450 entreprises engagées dans l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> pour :

- accompagner les clients dans la stratégie « bas carbone » : valorisation des engagements en faveur des énergies renouvelables, diagnostics, réduction et compensation carbone, suivi et valorisation des économies réalisées ;
- promouvoir les solutions de télé-suivi des consommations énergétiques des clients développées en partenariat avec NetSeenergy. Netseenergy

est une filiale à 100 % d'EDF. Elle produit le service « Télé-suivi courbe de charge » qui permet à des milliers de clients de visualiser graphiquement leurs courbes de charges de consommation d'électricité sur Internet. Depuis 2010, la société a élargi sa gamme de téléservices d'efficacité énergétique, utilisant les évolutions technologiques les plus récentes en matière de *smart metering* ; des services de diagnostic et de conseils portés par une équipe spécialisée d'experts énergéticiens viennent compléter cette offre de téléservices.

Enfin, la recherche d'EDF continue de s'orienter sur de nouveaux domaines d'innovation, comme celui des *smart grids*, dynamique et porteur, sur les matériels permettant l'effacement à distance d'usages électriques, contribuant à la recherche pour lisser les consommations électriques en heure de pointe.

Pour être toujours au plus près des différentes attentes de ses clients, EDF a mis en place, dès 2010, des services différenciés dédiés aux grands clients avec notamment :

- des offres de fourniture d'électricité et de gaz sur mesure ;
- des offres valorisant les capacités d'effacement de ses clients ;
- un accompagnement à l'échelle européenne à travers les entités 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 7 pays européens (Belgique, Italie, Royaume-Uni, Autriche, Hongrie, Slovaquie et Pologne) propose ainsi des solutions énergétiques multipays ;
- un accompagnement dans la maîtrise de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de CO<sub>2</sub> par la mise en œuvre de plans de productivité énergétiques (« PPE »). Ces contrats s'appuient sur l'expertise d'EDF Entreprises en termes de solutions éco-efficaces sur les processus et les utilités, proposent des actions à mettre en œuvre et garantissant des économies associées. Ces actions conduisent à des investissements d'économies d'énergie qui bénéficient du dispositif CEE ;
- le *trading* de CO<sub>2</sub> pour les entreprises soumises au plan national d'allocation des quotas (« PNAQ »).

Au-delà de la fourniture d'électricité et des services, EDF commercialise une gamme d'offres complète de fourniture de gaz naturel à destination de ses clients. Elle leur propose un interlocuteur unique et une gestion simplifiée des contrats d'électricité et de gaz. EDF a réorganisé ses activités de *sourcing* et de développement d'offres de gaz naturel, pour gagner en réactivité et proposer ainsi à ses clients des solutions rapidement ajustées en fonction de leurs attentes et des opportunités de marché. L'offre de gaz naturel est également enrichie de services de gestion et de conseil (suivi internet, bilan annuel de consommations, diagnostic économies d'énergies, etc.).

Pour les clients professionnels, l'objectif d'EDF est de simplifier la vie de ses clients en leur apportant, outre des conseils et des solutions pour mieux maîtriser leur consommation énergétique et optimiser leur facture, une solution d'assistance dépannage pour leurs installations d'électricité et de plomberie et ainsi garantir la continuité du fonctionnement de leur installation.

#### Dispositif relationnel

EDF s'appuie sur un dispositif relationnel au plus proche des clients, de leurs problématiques et de leurs attentes. Ses collaborateurs, répartis dans huit Directions Commerciales Régionales et une Direction Nationale Grands Comptes, mettent au quotidien l'expertise d'EDF au service de l'accompagnement et du traitement des besoins clients.

L'efficacité et la proximité étant au cœur de la relation client, les collaborateurs d'EDF s'appuient sur des solutions adaptées aux clients, selon leurs profils et habitudes de consommations, et dont l'ambition est de favoriser les échanges, faciliter l'accès à l'information. Ainsi, en complément des canaux classiques de communication, EDF a notamment développé :

- un site internet spécifiquement dédié aux entreprises. Elles peuvent y réaliser des opérations courantes, retrouver une présentation simplifiée des offres, accéder au magazine de l'énergie ou encore accéder à une foire aux questions classées par thèmes ;

- L'Observatoire de l'énergie, mis en place en 2009, dont l'ambition est d'offrir aux clients un lieu d'échange sur les comportements des entreprises dans un contexte énergétique en évolution, et de proposer des pistes de réflexions sur les adaptations nécessaires face aux nouveaux défis de l'énergie.

## Satisfaction client

EDF Entreprises a engagé depuis 2011 un programme visant à améliorer la satisfaction de ses clients. Ce programme, nommé « S9 », s'articule autour de neuf projets et d'une animation nationale pour partager les meilleures pratiques, analyser et communiquer les résultats des unités et conduire les chantiers nationaux.

Le choix a été fait en 2012 de mettre l'accent sur l'amélioration du traitement des réclamations. Une nouvelle politique plus simple et plus efficace a été mise en œuvre, de nouveaux outils ainsi qu'une formation pour adapter la posture des conseillers à un client réclamant ont également été déployés.

Le programme a contribué à une forte mobilisation régionale et nationale concernant la satisfaction :

- visibilité accrue de la satisfaction client sur le marché entreprises ;
- contribution au développement d'une culture orientée client ;
- mobilisation managériale et métier ;
- émulation, échanges et partages inter-régions.

Depuis le lancement de la démarche, les résultats de la satisfaction des clients sur contacts sont en progression de 12 points, largement soutenus par une très nette amélioration de la satisfaction des clients réclamants.

L'effort sera poursuivi en 2013 avec pour objectif d'accroître non seulement la satisfaction, mais également l'intention de fidélité de la part des clients.

## C. Les clients collectivités territoriales, bailleurs sociaux, Entreprises Locales de Distribution (« ELD ») et tertiaire public

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 et établissement public à décision décentralisée (hôpitaux, universités et grandes écoles, chambres de commerce et d'industrie, CROUS, ports et aéroports), un interlocuteur identifié de proximité.

EDF agit dans cinq domaines pour ces clients : la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente et à prix de marché, la fourniture de gaz à prix de marché, répondant à leurs problématiques énergétiques (proposition d'offres et de solutions adaptées aux besoins énergétiques), l'accompagnement dans leurs différents projets (plans climat territorial, éco-quartiers, villes durables...), la signature des contrats de concession pour la partie « fourniture » en relation avec ERDF et le développement d'offres de mobilité durable auprès des collectivités territoriales.

EDF gère ainsi plus de 55 400 clients sur ce marché : 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.), 2 754 établissements publics territoriaux, 956 organismes publics et privés de gestion de l'habitat social (bailleurs sociaux) et 159 ELD (137 électriques, 19 mixtes gaz et électricité, 3 gazières).

L'ensemble de ces clients représente environ 1,2 million de sites d'électricité, dont plus de 266 000 pour les bailleurs sociaux, pour une consommation annuelle de 29,3 TWh et 4 700 sites de gaz naturel pour une consommation annuelle de 1,7 TWh. À cela s'ajoutent les 17,8 TWh d'électricité vendus aux ELD en 2012.

En 2012, la satisfaction globale de ces clients a augmenté de 3 à 5 % pour les collectivités et de façon plus importante pour les bailleurs sociaux et les ELD. La qualité des relations avec l'interlocuteur dédié, les conseils prodigués, les réponses aux réclamations et les actions en matière de précarité ont été plébiscitées.

## Les offres et solutions aux clients

EDF a enrichi sa gamme d'offres d'électricité avec des offres à prix ferme ciblées en fonction du secteur d'activités (offre « Sport d'hiver », « Lycées-collèges », et « Éclairage public ») venant compléter l'offre électricité « Équilibre » produite à partir de sources d'énergies renouvelables. Ces offres ont été déclinées en 2012 dans une version à prix indexé sur les évolutions de l'ARENH.

EDF propose également :

- des services de gestion adaptés aux clients collectivités et bailleurs sociaux, notamment le suivi des dépenses et des consommations sur Internet, Di@lège, la facture électronique, le regroupement personnalisé de factures ou l'envoi de données de facturation en format électronique ;
- une offre « Montant 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 2012, plus de 150 000 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement par le biais de cette offre ;
- des conventions avec les collectivités territoriales portant sur la maîtrise de leurs consommations énergétiques. Certaines collectivités se sont en effet dotées de compétences dans le domaine de l'énergie et organisent sur leur territoire des actions spécifiques en matière de maîtrise de la demande d'énergie (« MDE ») et d'énergies renouvelables (« ENR ») ;
- des offres d'efficacité énergétique performantes telles que l'offre « Analyse énergétique patrimoine », permettant aux collectivités et aux bailleurs sociaux de classer puis de hiérarchiser les actions d'économies d'énergie et de réduction de CO<sub>2</sub> à mener sur leur patrimoine grâce à une approche multicritère éprouvée (critères énergétiques et environnementaux, opportunités techniques...) ; une gamme de conseils MDE et ENR permettant, grâce à des diagnostics énergétiques approfondis des bâtiments sélectionnés, de bâtir un programme de travaux optimal ; et l'offre « Analyse énergétique territoriale » permettant, en amont d'un projet d'aménagement du territoire, d'évaluer les solutions énergétiques locales les mieux adaptées selon des critères sociétaux, économiques et environnementaux ;
- des solutions bas carbone visant à évaluer, réduire puis compenser les émissions de carbone liées aux consommations énergétiques d'un bâtiment ou à l'organisation d'un événement ;
- un accompagnement en matière de sensibilisation via des outils de communication et d'animations innovants : formations, kit écogeste...

### 6.2.1.2.2.3 Pour une ville et des territoires durables

Le développement énergétique des villes et des territoires est aujourd'hui naturellement associé à des objectifs de développement durable : impact environnemental, activité économique locale et précarité constituent des préoccupations majeures des collectivités locales.

Pour accompagner cette mutation des collectivités et acteurs de la ville, EDF, en s'appuyant sur son expertise R&D et son expérience terrain, a développé des solutions énergétiques économiquement pertinentes, décarbonées, reproductibles, adaptables aux spécificités de chaque territoire ou projet urbain et valorisant les énergies renouvelables.

Ainsi, EDF, ses filiales et ses partenaires proposent notamment :

- des conseils pour identifier les potentiels d'énergies renouvelables d'un territoire, définir les stratégies énergétiques locales, comparer les solutions énergétiques possibles ;
- des montages énergétiques innovants avec par exemple des réseaux d'énergies thermiques par pompes à chaleur ;
- des rénovations de bâtiments publics comme de maisons individuelles ;
- la mise en place et l'exploitation de transports électriques (infrastructures de recharges, solutions de partage de véhicules électriques...) ;
- des solutions innovantes de production locale d'énergie (photovoltaïque, biogaz, biomasse...) en fonction des potentiels et caractères de chaque projet ;

- des actions pédagogiques pour économiser l'énergie au quotidien ainsi que des services de *management* énergétique s'appuyant sur la mesure et l'analyse des consommations et sur les actions à mener associant tous les acteurs impliqués.

L'ensemble de ces composantes – conseils amont, réalisation, exploitation – constitue le socle d'une démarche pour une ville et des territoires durables, tant sur les nouveaux quartiers que sur la ville existante.

C'est en conciliant une approche pragmatique faite de projets opérationnels en réponse aux attentes des collectivités et des acteurs de la ville et des innovations en matière de recherche et développement qu'EDF est un acteur de référence fédérateur pour une ville et des territoires durables.

#### 6.2.1.2.2.4 Les concessions de distribution publique d'électricité

Les concessions de distribution publique d'électricité recouvrent deux missions distinctes :

- le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution de la responsabilité d'ERDF (voir section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution »)) ;
- la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés sur tout le territoire de la concession, de la responsabilité d'EDF (EDF Commerce) pour le territoire métropolitain, hors ELD. Cette mission consiste à fournir l'électricité à tous les clients aux tarifs bleu, jaune, vert et TPN dans le respect des engagements des cahiers des charges de concession (conditions d'abonnement, de paiement de livraison, contractualisation...).

Chaque contrat de concession est cosigné par EDF, par ERDF et par l'autorité concédante, et représente une commune ou un regroupement de communes. La distribution publique d'électricité s'exerce dans le cadre de 665 contrats de concession, dont 45 sont à la maille d'un département.

Une cinquantaine de concessions arrivent à échéance d'ici à 2015. Les discussions sont actuellement engagées avec Niort et Orléans, et les discussions avec la ville de Lyon ont déjà abouti à la signature d'un avenant de prolongation. Une organisation a été mise en place pour notamment renouveler les contrats de concession, mobiliser les compétences tant nationales que régionales, élaborer et porter chaque année les comptes-rendus d'activité de concession (« CRAC ») et répondre aux sollicitations de contrôle des autorités concédantes.

#### 6.2.1.2.2.5 La promotion de la mobilité électrique

La mobilité électrique, dans laquelle le groupe EDF est engagé de longue date, est maintenant entrée dans une dynamique irréversible dans les pays industrialisés. Fort de son antériorité et de ses atouts dans le domaine, le Groupe s'est orienté depuis 2011 vers un rôle d'opérateur industriel de mobilité.

L'offre commerciale du Groupe en tant qu'opérateur industriel comporte :

- une gamme de conseils à destination principale des collectivités territoriales et du *B to B* pour le positionnement et le dimensionnement des infrastructures de charge ;
- l'installation d'infrastructures de charge pour tous les segments de clientèle, des particuliers aux collectivités en passant par le *B to B* et les parkings des grandes surfaces ;
- la gestion et la supervision à distance des parcs de bornes de charge ;
- des solutions d'autopartage de petite taille à l'échelle des quartiers des villes ;
- la poursuite du service « énergie embarquée », c'est-à-dire la location-maintenance avec garantie de bon fonctionnement des batteries pour véhicules lourds (bus, camions, navettes fluviales électriques).

L'expertise d'EDF sur les infrastructures de charges a permis à sa filiale Sodetrel de remporter aux côtés de Veolia Environnement l'appel d'offres lancé par la communauté urbaine de Nice - Côte d'Azur. Cette délégation de service public porte sur un service de partage de véhicules électriques. Autobleue a ainsi été inaugurée en avril 2011 et compte début 2013 210 véhicules électriques et 70 stations de charge.

Le Groupe développe aussi des partenariats technologiques avec les constructeurs automobiles et s'implique dans d'ambitieux programmes d'expérimentation de véhicules. Il s'est ainsi associé notamment aux acteurs français avec Renault (expérimentation « Seine aval véhicules électriques » d'une centaine de véhicules lancée en avril 2011 et décembre 2012 dans le nord du département des Yvelines), européen avec BMW (expérimentation de 50 Mini électriques à Paris entre juin et décembre 2011) et japonais avec Toyota (expérimentation de 70 véhicules hybrides rechargeables dans la région de Strasbourg commencée en 2010).

Le Groupe a en outre engagé une réflexion pour développer une offre commerciale permettant aux entreprises comme aux collectivités de découvrir la mobilité électrique sans avoir à faire au préalable l'acquisition des véhicules.

#### 6.2.1.2.2.6 Les filiales de services au service de la stratégie de la Direction Commerce

Des filiales portent les ambitions stratégiques de la Direction Commerce 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. Ces filiales sont portées par EDEV (voir section 6.4.1.7 (« Autres participations ») et chapitre 7 (« Organigramme »)).

### Intégration de services d'efficacité énergétique

#### EDF Optimal Solutions (« EOS »)

EDF Optimal Solutions porte l'activité de services d'efficacité énergétique d'EDF auprès des entreprises et collectivités territoriales. Elle assure la mise en œuvre de solutions globales de réduction des dépenses énergétiques et des émissions de CO<sub>2</sub> comme l'amélioration des processus industriels, la conception-réalisation de centrales d'énergies et de la production de fluides et l'amélioration de l'efficacité énergétique de bâtiments tertiaires et industriels. Son chiffre d'affaires s'est élevé à 103 millions d'euros en 2012.

Les solutions techniques proposées relèvent notamment du génie climatique, du génie électrique, des énergies renouvelables, de l'isolation, des systèmes de chauffage, de refroidissement et d'éclairage, de la communication à destination des utilisateurs, du pilotage et du contrôle des performances.

Les principaux concurrents d'EOS sont des acteurs verticalement intégrés comme le groupe GDF Suez ou les grandes entreprises du BTP, ainsi que des groupements associant des majors spécialisés dans le BTP et les services énergétiques comme Eiffage, Vinci ou Schneider.

#### Everbat

Société détenue à hauteur de 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.

#### Chauffagiste

#### CHAM (ex-société Fahrenheit)

Société détenue à 100 % par EDF, CHAM exerce son activité de maintenance des systèmes de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire auprès des particuliers, offices et sociétés de gestion HLM et syndicats de copropriété. CHAM développe sa présence sur l'ensemble du territoire par des opérations de croissance externe ciblées. Son chiffre d'affaires s'est élevé à 62 millions d'euros en 2012.

## Bureaux d'études

### Bastide-Bondoux, ETC et ICR-LBE

Ces bureaux d'études, détenus à 100 % par EDF (97 % pour ICR-LBE), réalisent des études thermiques et des prestations de conseil et d'optimisation pour tout bâtiment neuf ou existant, résidentiel, tertiaire ou industriel.

## Services financiers

### 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 consolide par mise en équivalence une participation de 45 % dans Domofinance, les 55 % restant étant détenus par BNP Paribas Personal Finance (filiale du groupe BNP Paribas).

Domofinance répond aux besoins de financement de la clientèle des particuliers d'EDF souhaitant intégrer des solutions énergétiques performantes dans leurs projets de rénovation de logement. Elle assure notamment la commercialisation et le financement du « Prêt rénovation Bleu Ciel® d'EDF ».

Domofinance a commercialisé plus de 52 700 prêts en 2012.

### Traitement des déchets

Voir la section 6.4.1.5 (« Tiru »).

### Intégration des systèmes électriques intelligents à l'aval

Installer, grâce aux opportunités des systèmes électriques intelligents, le rôle de l'électricité, « énergie intelligente », comme vecteur de transition vers une société bas carbone construite notamment autour de villes durables est une autre orientation majeure autour de laquelle s'articule la stratégie commerciale du Groupe.

Autour de cet axe stratégique s'inscrivent des filiales créées récemment.

### Netseenergy

Société détenue à 100 % par EDF, Netseenergy développe et produit historiquement la gamme de services « Télésuivi courbe de charge » (anciennement « Adviso »), qui permet aux clients entreprises et collectivités territoriales de visualiser graphiquement leurs courbes de charges de consommation d'électricité sur Internet. Son chiffre d'affaires s'est élevé en 2012 à 6 millions d'euros. Depuis 2010, la société commercialise une nouvelle gamme de téléservices d'efficacité énergétique toujours sur le marché d'affaires.

Fondés sur les évolutions technologiques les plus récentes en matière de *smart metering*, ces services permettent de relever et de visualiser sur un portail web ergonomique les consommations d'énergies et de fluides des bâtiments. Des services de diagnostic et de conseils portés par une équipe spécialisée d'experts énergéticiens viennent compléter cette offre de téléservices.

Netseenergy oriente enfin une part croissante de ses activités de recherche sur de nouveaux domaines d'innovations, notamment celui actuellement très dynamique et porteur des *smart grids*, et plus particulièrement de l'effacement à distance d'usages électriques pour lisser les pointes de consommation électrique (*smart building*). La société est ainsi engagée dans de multiples démonstrateurs en France métropolitaine et en outre-mer, dont le projet « Nice Grid » en PACA.

### Edelia (Edev Téléservices)

Société détenue à 100 % par EDF, Edelia assure le déploiement et l'exploitation de démonstrateurs dans le cadre des systèmes électriques intelligents (notamment, en Bretagne, l'expérimentation « Une Bretagne d'avance » d'effacement diffus des clients résidentiels menée dans le cadre du pacte électrique breton). Edelia conçoit et développe une solution complète

industrielle pouvant aller jusqu'à 100 000 clients (affichage, pilotage des équipements de la maison, gestion des offres tarifaires expérimentales, etc.). Son chiffre d'affaires est de 12 millions d'euros en 2012. Dans le cadre de ses projets expérimentaux, Edelia développe une solution interconnectée avec les solutions Linky et compatible avec l'ensemble des systèmes d'économie d'énergie installés par les clients.

## La mobilité électrique

### Sodetrel

Société détenue à 100 % par EDF, Sodetrel met en œuvre tous projets de mobilité électrique, aussi bien à destination des collectivités territoriales que des entreprises ou des particuliers. À ce titre, elle poursuit son activité « énergie embarquée », c'est-à-dire la location-maintenance avec garantie de bon fonctionnement des batteries pour véhicules lourds (bus, camions, navettes fluviales électriques) avec des offres reposant sur des batteries au lithium, et développe des offres dans le domaine des infrastructures de recharge – installation, exploitation, supervision de bornes de recharges. Sodetrel, en collaboration avec ses partenaires de l'éco-mobilité, propose également des solutions de partage de véhicules simples, économiques et écologiques.

## 6.2.1.3 Optimisation amont/aval – trading

### 6.2.1.3.1 Rôle et missions de la Direction Optimisation Amont/Aval & Trading

La Direction Optimisation Amont/Aval & Trading (« DOAAT ») a pour vocation principale d'assurer l'équilibre, pour l'électricité, entre ressources amont et débouchés aval d'EDF en France et de maximiser la marge brute de l'ensemble intégré amont/aval :

- ressources : parc de production, contrats d'approvisionnement à long terme d'électricité, achats sur les marchés de gros, obligations d'achat aux producteurs décentralisés, capacités d'effacements contractuelles ;
- débouchés : contrats de fourniture de long terme, ventes aux clients finals, ventes sur les marchés de gros, ventes aux fournisseurs alternatifs en France.

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 électrique 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 – gaz, 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 en France.

Pour les transactions sur les marchés de gros, la DOAAT s'appuie exclusivement sur EDF Trading, filiale à 100 % d'EDF (voir la section 6.4.1.1 (« EDF Trading »)).

La DOAAT représentait 429 salariés en France à fin décembre 2012.

### 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 d'EDF et leurs conséquences financières.

Elle maximise la marge brute électricité de l'ensemble commercialisation-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.

À moyen et long termes, 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 du portefeuille sont : (i) 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 (la DOAAT intervient à ce titre en support à la DPI) ; (ii) les stratégies de part de marché par segment, les évolutions tarifaires, le calibrage des effacements et la recherche de nouvelles offres commerciales (la DOAAT intervient à ce titre en support à la DCO) ; (iii) l'adaptation de contrats à long terme existants et la recherche de nouveaux contrats structurés adaptés ; (iv) la participation à l'élaboration du programme d'investissement de production en France, et notamment de renouvellement du parc, en parallèle avec l'évolution prévisible des débouchés aval à long terme.

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 Comité exécutif de la Société. 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 de l'ordre de 2 300 mégawatts<sup>1</sup> et, entre deux années extrêmes, l'écart entre les volumes d'énergie hydraulique disponibles peut atteindre jusqu'à une quinzaine de térawattheures. 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<sub>2</sub>.

Pour faire face au risque « volume », la DOAAT s'assure qu'elle dispose à tous les horizons de temps des marges physiques de puissance suffisantes qui lui permettent de faire face à ses engagements dans la quasi-totalité des situations. 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 et ventes sur les marchés de gros. La DOAAT gère le risque « prix » par l'intermédiaire d'EDF Trading, EDF Trading étant chargé de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT de façon exclusive. Les achats et ventes réalisés par EDF Trading pour le compte de la DOAAT sont réalisés dans le cadre de la politique de risque « prix ».

La DOAAT porte, vis-à-vis de RTE, la charge de « responsable d'équilibre » sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine, et EDF s'engage à compenser financièrement RTE en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à communiquer la veille à RTE 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 au moyen d'effacements) ou des actifs de production (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 également 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.

### 6.2.1.3.3 Les enchères de capacité

Les enchères de capacité (*Virtual Power Plants* ou « VPP ») résultent d'un engagement pris début 2001 par EDF auprès de la Commission européenne, lors de la prise de participation d'EDF International dans EnBW, de mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production. Cet engagement a pris fin le 30 novembre 2011 suite au rachat de la participation détenue par EDF International dans EnBW par le Land de Bade-Wurtemberg en 2010.

La sortie des engagements n'a toutefois pas remis en cause les droits acquis lors des enchères. Ainsi, EDF continuera de livrer aux différentes contreparties les volumes achetés jusqu'à mi-2015, date d'extinction des engagements de livraison pour les contrats les plus longs. Les volumes mis à disposition par EDF décroîtront ainsi progressivement et représenteront 1,5 gigawatt en 2013, 400 mégawatts en 2014 et 150 mégawatts en 2015.

### 6.2.1.3.4 Fourniture d'électricité à des fournisseurs alternatifs en France

Par sa décision du 10 décembre 2007, l'autorité française de la concurrence a accepté et rendu obligatoire l'engagement proposé par EDF de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs une capacité significative, de 1 500 mégawatts 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.

Le prix initial en euros courants était fixé à 36,80 €/MWh en 2008 et a progressivement crû pour atteindre 47,20 €/MWh en 2012.

Ces volumes ont été attribués lors de trois appels d'offres successifs ouverts à tous les fournisseurs alternatifs d'électricité en France. Les adjudications, qui ont eu lieu en 2008 et 2009, ont permis à 9 fournisseurs alternatifs d'acquiescer 1 500 mégawatts, soit la totalité de la capacité proposée par EDF. Toutefois, les livraisons d'énergie relatives à ces enchères ont pris fin le 31 décembre 2012. À la suite de l'entrée en vigueur de la loi NOME, 8 fournisseurs sur 9 (dont 4 en 2012) ont en effet renoncé aux droits acquis par ce mécanisme et résilié leurs contrats avec EDF. Le dernier fournisseur n'a pas souhaité étendre son contrat au-delà de la première période de livraison qui s'achevait fin 2012.

En 2012, les volumes d'électricité totaux mis à disposition par EDF par le biais de ce mécanisme ont représenté 5,8 TWh.

### 6.2.1.3.5 Contrats d'achat et de 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, Axpo, EGL et Alpiq.

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 »)) ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie, d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

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).

En 2012, les quantités vendues et achetées ont respectivement représenté 42,9 TWh et 1,9 TWh.

À noter que la sortie d'Enel du projet EPR Flamanville 3, effective au 19 décembre 2012, entraîne la résiliation des contrats d'accès anticipés au titre desquels Enel a reçu, contre paiements, 1 200 mégawatts en 2012. Cette résiliation s'effectuera progressivement, Enel recevant 800 mégawatts en 2013 et 320 mégawatts en 2014, aux conditions commerciales définies dans ces contrats.

1. Source : RTE.

### 6.2.1.3.6 Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (« ARENH »)

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2011, l'ARENH institué par la loi NOME est mis en place au bénéfice des fournisseurs concurrents d'EDF. Ce dispositif permet aux concurrents de s'approvisionner auprès d'EDF, après signature d'un accord-cadre, pour la fourniture de leurs clients finals situés en France métropolitaine ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le principe du mécanisme d'allocation de l'ARENH est le suivant : à intervalles semestriels (« guichets »), les concurrents d'EDF peuvent adresser à la CRE une demande d'ARENH pour les 12 mois à venir, fondée sur leurs prévisions de volumes livrés.

Les demandes d'ARENH des concurrents distinguent les volumes pour les gros consommateurs (puissance supérieure à 36 kVA, soit les anciens clients au tarif jaune et vert), pour lesquels EDF doit livrer un produit plat, et les volumes pour les petits consommateurs (puissance inférieure à 36 kVA, soit les anciens clients au tarif bleu), pour lesquels EDF doit livrer un produit formé.

La CRE détermine les droits à l'ARENH de chaque fournisseur à partir de sa prévision de consommation relative à son portefeuille de clients et selon des modalités d'allocation fixées par décret. Elle notifie à chaque fournisseur concerné le volume dont il bénéficie, et à EDF le volume agrégé. Au total, la somme des volumes livrés ne peut excéder 100 TWh pour des livraisons aux clients finals ; ce plafond sera augmenté progressivement à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014 pour tenir compte des droits ARENH dont pourront bénéficier les pertes des gestionnaires de réseaux. Les droits à l'ARENH dépendent de la part de production nucléaire historique dans la consommation finale en France, et ne couvrent donc pas la totalité de l'approvisionnement des consommateurs. Il est prévu la possibilité d'une révision des coefficients de bouclage (qui garantissent la cohérence des volumes ARENH avec la part de production nucléaire dans la consommation nationale France) avant le début d'une année de livraison, notamment en cas de décision d'une autorité compétente ayant pour conséquence d'affecter la production annuelle des centrales.

À la fin de chaque année, la CRE régularise les droits à l'ARENH de chaque fournisseur à partir de la consommation constatée de ses clients, afin de garantir l'effet utile du mécanisme sur le développement de la concurrence au bénéfice des clients finals. Un complément de prix est alors facturé à chaque fournisseur dont les droits constatés se révèlent inférieurs aux droits alloués sur la base de leur prévision.

Jusqu'au 7 décembre 2013, le prix de l'ARENH est, en application de l'article L. 337-6 du Code de l'énergie, fixé par arrêté des Ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis motivé de la CRE. Au-delà de cette date, le prix sera fixé par arrêté ministériel pris sur proposition de la CRE en fonction des conditions économiques de production de l'électricité nucléaire

historique en France ; les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts pris en compte seront fixés par décret en Conseil d'État.

Le prix de l'ARENH est fixé à 42 €/MWh depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012. Aucune information sur un nouvel arrêté de prix de l'ARENH pour 2013 n'est connue à ce jour. Les volumes livrés en 2012 par EDF aux concurrents ont été de 60,8 TWh.

Le 31 janvier 2012, la Cour des comptes a rendu public un rapport sur les coûts de la filière électronucléaire. Dans l'approche du coût courant économique développée par la Cour des comptes et en incluant l'effet post-Fukushima, le coût moyen du mégawattheure produit a été estimé par celle-ci à 54,2 €<sub>2010</sub> en valeur moyenne sur la période 2011-2025. Cette méthode reflète l'ensemble des coûts sur toute la durée de fonctionnement du parc et permet ainsi des comparaisons avec d'autres modes de production d'énergie.

## 6.2.2 Opérations régulées France

### 6.2.2.1 Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité

Créé le 1<sup>er</sup> juillet 2000 et filialisé depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2005, RTE Réseau de Transport d'Électricité, dénommé RTE EDF Transport jusqu'au 24 janvier 2012, est le gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, dont il est propriétaire et qu'il exploite, entretient et développe. Avec plus de 100 000 kilomètres de circuits à haute et très haute tension et 46 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 EDF a procédé en 2010 à l'affectation de 50 % des titres de RTE à son portefeuille d'actifs dédiés au financement du démantèlement des centrales nucléaires. À la suite de cette opération, RTE reste détenu à 100 % par EDF, mais le changement de gouvernance qui a accompagné l'opération (voir la section 6.2.2.1.1 (« Organisation de RTE ») ci-dessous) a conduit le groupe EDF à ne plus consolider RTE par intégration globale, mais par mise en équivalence, depuis le 31 décembre 2010.

En 2012, le groupe RTE a réalisé un résultat net de 407 millions d'euros (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 23 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2012 (« Participations dans les entreprises associées »)).

Le tableau ci-dessous fournit un bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE au cours des trois dernières années :

(en TWh)	2010	2011	2012 <sup>(1)</sup>
<b>Injections</b>			
Production	550,2	543	541,4
<b>Soutirages</b>			
Énergie prélevée pour le pompage	6,5	6,8	6,7
Livraisons (y compris pertes)	513,2	478,2	489,5
<b>SOLDE EXPORTATEUR DES ÉCHANGES PHYSIQUES</b>	<b>30,5</b>	<b>56,9</b>	<b>45,2</b>

(1) Données provisoires (les données définitives du Bilan électrique 2012 seront disponibles sur le site de RTE en juillet 2013 : [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)).

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.

Réunis dans l'organisation GO15 – Réseaux électriques fiables et durables (« GO15 »), anciennement dénommée *Very Large Power Grid Operators*

(« VLPGO ») et présidée par le Président du directoire de RTE en 2012, les 16 principaux gestionnaires mondiaux de réseaux de transport ont signé une déclaration commune à l'occasion de la dernière assemblée générale de GO15, qui s'est tenue à Paris les 6 et 7 novembre 2012. Celle-ci affirme que le développement de réseaux électriques robustes est essentiel au développement économique et au bien-être social. Par conséquent, les membres du GO15 se sont engagés à favoriser la transformation du secteur

électrique, en se concentrant sur l'évolution d'un nouveau mix énergétique et des modes de consommation, et à renforcer encore leur collaboration intercontinentale pour améliorer la fiabilité des réseaux électriques et contribuer à réduire les émissions de gaz carbonique.

### Bilan énergétique 2012<sup>1</sup>

La consommation d'électricité est fortement contrastée entre l'hiver et l'été.

Du fait d'une année relativement plus froide et, de plus, bissextile, la consommation brute a augmenté de 2,1 % par rapport à celle de 2011. Cette hausse est plus forte que celles constatées pour les autres pays de l'ouest de l'Europe. Corrigée de l'aléa météorologique et du 29 février, la consommation à fin 2012 se révèle en baisse, imputable essentiellement à la réduction de la consommation d'Eurodif. Après correction du secteur énergie, la consommation française électrique, rapportée aux conditions météorologiques de référence, semble actuellement se stabiliser aux alentours de 480 TWh par an. Sur les années 2011 et 2012, la consommation de la grande industrie est globalement en baisse à un rythme de - 4 % par an (calculé hors secteur énergie). Les baisses les plus marquées en 2012 concernent les secteurs de la construction automobile et de la sidérurgie. Les consommations des secteurs du papier-carton et, dans une moindre mesure, du transport ferroviaire sont également en recul. Toutefois, une légère reprise des consommations du secteur de la métallurgie ainsi que de la chimie a été constatée en fin d'année, après les niveaux historiquement bas atteints fin 2011. Outre les effets conjoncturels liés à la crise, cette tendance reflète l'évolution du tissu industriel français vers une moindre part d'industrie électro-intensive ainsi que, probablement, l'effet des actions en faveur de l'efficacité énergétique. La consommation des PMI-PME suit la même tendance à la baisse, bien qu'un peu moins marquée.

Dans le même temps, la consommation des particuliers et professionnels continue de progresser régulièrement depuis 2002, au rythme de + 2,4 % par an en 2012. Cette augmentation peut s'expliquer par la croissance du nombre de ménages, le développement de nouveaux usages (informatique, télécommunications) et le développement du chauffage électrique malgré un ralentissement récent. Ces évolutions structurelles se retrouvent dans l'analyse géographique de l'évolution de la consommation sur la période 2006-2011. Ainsi, les régions les plus industrialisées (Nord, Est) voient leur consommation baisser, tandis que les régions plus résidentielles et dont l'activité économique est centrée sur les services la voient augmenter (Ouest, Sud-Ouest, Sud-Est, Île-de-France). En février 2012, la France a connu une vague de froid exceptionnelle – parmi les trois plus sévères des trente dernières années – tant en termes d'intensité que de durée ; des températures inférieures à - 10 °C ont été observées quotidiennement dans plusieurs régions. Pendant toute la période, les pointes journalières ont systématiquement dépassé le précédent maximum de février 2010 et ont atteint leur pic historique le 8 février avec 102,1 gigawatts à 19 h 00. on estime que 40 % de la consommation d'électricité durant cette vague de froid est une conséquence directe de la température, essentiellement du fait de l'importance du chauffage électrique. Cette sensibilité de la consommation à la température se confirme être de l'ordre de 2 300 mégawatts par degré Celsius en hiver. Dans le même temps, on constate que le niveau d'étiage de la consommation, en creux de nuit d'été, reste stable : il a peine dépassé les 30 gigawatts en 2012. L'écart entre pointe d'hiver et creux d'été n'a jamais été aussi prononcé, traduisant un accroissement de la saisonnalité de la consommation française.

Les dispositifs d'effacement et de modération de la consommation continuent leur développement. Dans le secteur industriel, la capacité d'effacement de consommation contractualisée en 2012 atteint les 400 mégawatts. L'effacement diffus de petits sites a atteint plus de 70 mégawatts en février 2012. Des dispositifs plus ciblés ont été mis en place en Bretagne, particulièrement exposée du fait du peu de production locale. Ils viennent compléter le dispositif EcoWatt, lequel existe d'ailleurs également en région PACA. Ces dispositifs restent d'ampleur modérée au regard de la croissance de la pointe. Le mécanisme d'obligation de capacité, en cours de développement, vise notamment à favoriser leur expansion.

En cumul depuis janvier 2012, la France reste le pays le plus exportateur sur l'ouest de l'Europe, à hauteur de 44 TWh, et l'Italie le pays le plus importateur,

à hauteur de 35 TWh. Toutefois, ce solde exportateur de la France est en retrait par rapport à l'année précédente, où il avait atteint 56 TWh. Malgré la baisse du solde global, les volumes d'exportations françaises sont en hausse marquée vers la Belgique et dans une moindre mesure vers l'Angleterre et l'Espagne. En revanche, le bilan est à nouveau globalement importateur depuis l'Allemagne sur chacun des douze mois de l'année du fait de marges de production disponibles sur d'autres moyens.

L'année 2012 a été marquée par la croissance de la contribution des énergies renouvelables à la couverture de la demande. La production issue des sources d'énergie renouvelables, hors hydraulique, atteint 4,6 % de la production totale française :

- la production hydraulique a bénéficié d'une année plus favorable qu'en 2011, laquelle avait été la plus sèche des cinquante dernières années selon Météo France ;
- la production hydraulique est ainsi plus élevée de 27 % que l'an passé, tout en restant en dessous de la moyenne des 10 dernières années ;
- la puissance éolienne approche le cap des 7 500 mégawatts installés à fin 2012. Un nouveau pic de production éolienne a été atteint le 27 décembre avec 6 176 mégawatts. Le taux de couverture de la consommation par la production éolienne a été de 3,1 % en moyenne annuelle, avec un maximum ponctuel à 12 % le 15 avril. Le rythme de développement est cependant en retrait par rapport aux années précédentes, avec 750 mégawatts raccordés en 2012 contre plus de 1 000 mégawatts par an entre 2008 et 2010. Cela peut s'expliquer par les diverses incertitudes économiques et évolutions réglementaires auxquelles a été exposée la filière ;
- le parc photovoltaïque continue de croître, également à un rythme légèrement inférieur à celui de 2011. Il franchit le seuil des 3 500 mégawatts installés fin 2012. Le taux de couverture de la consommation par la production photovoltaïque a été de 0,8 % en moyenne annuelle ;
- les productions nucléaire et thermique classique sont en retrait par rapport à 2011 : la production globale sur le territoire national est inférieure de 0,3 % par rapport à celle de l'année précédente et s'établit à 541 TWh. Ce léger retrait, alors même que la consommation brute est plus élevée que l'an passé, se traduit par la diminution du solde exportateur des échanges. Cette situation s'explique en partie par la moindre production des centrales nucléaires, en retrait de 3,8 % par rapport à 2011 ;
- la production des centrales thermiques à combustible fossile a diminué de 7 %. Cette baisse a cependant été contenue par deux facteurs : d'une part le recours à ces centrales lors de la vague de froid de février, d'autre part la compétitivité du charbon compte tenu de son faible prix sur les marchés mondiaux en 2012 ;

Les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique sont supérieures de 7 % à celles de 2011 du fait de l'appel accru à la production d'électricité à partir de charbon, plus émettrice de CO<sub>2</sub> que le gaz.

#### 6.2.2.1.1 Organisation de RTE

Conformément à ses statuts, approuvés par le décret n° 2005-1069 du 30 août 2005, RTE est une société anonyme à directoire et conseil de surveillance.

Le Conseil de surveillance de RTE est composé de douze membres répartis en trois collèges, dont quatre représentants des salariés, quatre représentants de l'État et quatre membres nommés par l'Assemblée générale ordinaire.

Le Directoire de RTE est constitué de quatre membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans la limite fixée par le Code de l'énergie et les statuts de RTE. 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.

La directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 a confirmé le principe posé par la directive n° 2003/54/CE selon lequel la gestion d'un réseau de transport d'électricité doit être assurée par une personne morale distincte de celles

1. Source : RTE, *L'Énergie électrique en France en 2012*.

qui exercent des activités de production ou de fourniture, tout en renforçant substantiellement les obligations d'indépendance du gestionnaire de réseau de transport. La France a fait le choix du modèle de gestionnaire de réseau de transport indépendant, permettant le maintien d'un groupe intégré au prix de contraintes fortes dans les relations entre RTE et l'entité verticalement intégrée (voir section 6.2.2.1.3 (« Actualité institutionnelle et législative ») ci-après). Le 26 janvier 2012, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a certifié RTE en tant que gestionnaire de réseau de transport (GRT). Cette certification atteste que RTE se conforme aux exigences de neutralité qui lui sont applicables en tant que GRT indépendant.

### 6.2.2.1.2 Activités de RTE

RTE assure, en France, la gestion du réseau public de transport (« RPT ») en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de la concession du RPT. Ce cahier des charges a été approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006. Un avenant a été signé le 30 octobre 2008 ; il prendra fin le 31 décembre 2051.

En application de la directive 2009/72/CE précitée, transposée sur ce point aux articles L. 111-3 à L. 111-6 du Code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent désormais être certifiés au terme d'un processus associant la CRE et la Commission européenne, qui vise à s'assurer que l'entité concernée satisfait bien aux conditions d'indépendance posées par ce texte. RTE a déposé une demande de certification en juin 2011. La décision de la CRE de certification de RTE, en date du 26 janvier 2012, a été publiée au Journal officiel le 12 février 2012.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport : il 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, ainsi qu'à la sécurité des biens et des personnes.

RTE 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.

RTE gère également 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, procède aux ajustements comptables nécessaires et règle les écarts.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du réseau de transport d'électricité : 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. Pour y répondre, RTE, avec l'assentiment de la CRE, marque une nouvelle étape en matière d'investissements : en croissance sensible depuis 2004, ils ont été 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 établi de manière non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts de RTE, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de transport efficace, ainsi qu'une juste rémunération des capitaux engagés à travers les programmes d'investissement approuvés par la CRE (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») ») ci-dessous).

#### 6.2.2.1.2.1 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 anticascades pour prévenir l'effet « château de cartes » si les vitesses du vent étaient supérieures.

L'installation des pylônes anticascades devrait être achevée d'ici fin 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. En 1999, les chutes d'arbres avaient représenté 50 % des causes d'avaraires des pylônes. RTE a donc entrepris des travaux d'élargissement des tranchées forestières. À fin 2012, ces travaux étaient achevés à 98 %.

Au total, RTE devrait consacrer, d'ici à l'achèvement du programme en 2017, un total de 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 kilomètres de lignes aériennes du réseau de RTE.

Le bien-fondé et les résultats des actions du programme de sécurisation mécanique de RTE ont été démontrés au moment des fortes chutes de neige en décembre 2010, et lors des tempêtes Klaus en 2009, Xynthia en 2010 et Joachim en 2011, qui ont été plus fortes par endroits que celle de 1999 mais ont engendré moins de dégâts.

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.

L'année 2012 confirme les bons résultats obtenus ces dernières années en matière de qualité de l'électricité. Le temps de coupure équivalent des clients de RTE est ainsi égal à 2 minutes et 18 secondes hors événements exceptionnels. Ce résultat traduit les efforts de limitation du nombre d'incidents et de leurs conséquences, mis en œuvre dans le cadre des politiques de développement, de maintenance et d'exploitation du réseau.

#### Développement et réalisation de nouveaux investissements sur le réseau de transport

RTE poursuit par ailleurs le développement du réseau. Les projets étudiés s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants pour répondre aux enjeux de la transition énergétique. RTE élabore chaque année un programme pluriannuel d'investissements soumis à la Commission de Régulation de l'Énergie. En 2012, le montant total des investissements de RTE s'est élevé à 1 361 millions d'euros, dont 1 232 millions d'euros pour les ouvrages réseau. La construction de la ligne à courant continu entre la France et l'Espagne et celle de la ligne 400 kV Cotentin-Maine en représentent la part prépondérante. Pour 2013, le programme d'investissement de RTE est de l'ordre de 1 440 millions d'euros, soit une augmentation d'environ 80 millions d'euros par rapport aux investissements réalisés en 2012. Cette hausse correspond principalement à des projets de renforcement des réseaux régionaux. Les investissements de RTE s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants pour répondre aux enjeux de la transition énergétique.

En 2012, la base d'actif régulée (« BAR ») s'est accrue de 368 millions d'euros, passant de 11 302 millions d'euros au 1<sup>er</sup> janvier 2012 à 11 670 millions d'euros au 1<sup>er</sup> janvier 2013. Pour mémoire, la BAR est rémunérée par le tarif au CMPC (coût moyen pondéré du capital) de 7,25 % avant impôts. Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours (qui sont rémunérées par le tarif à 4,8 %).

#### 6.2.2.1.2.2 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 ainsi 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 Électrique France-Espagne) est une société franco-espagnole créée en 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 simplifiée détenue à parts égales par RTE et son homologue espagnol REE (Red Electrica de España), qui s'appuie sur les structures et les experts de ces deux sociétés pour l'étude et la réalisation de la liaison. En octobre 2009, le ministère de l'Énergie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer a validé le tracé (fuseau de moindre impact) proposé. Par arrêté du 22 avril 2011, la liaison souterraine en courant continu Baixas-Santa Llogaia a été, pour la partie française du projet France-Espagne, déclarée d'utilité publique. Les DUP (déclaration d'utilité publique) « poste de Baixas » et « galerie technique » ont également été signées par le préfet des Pyrénées-Orientales le 4 mai 2011. Les travaux dureront trois ans pour une mise en service prévue dès 2014. Dans cette optique, un accord, signé le jeudi 6 octobre 2011 entre la BEI, INELFE, REE et RTE, prévoit la participation de la BEI au financement de la liaison d'interconnexion souterraine France-Espagne sous la forme d'un prêt de 350 millions d'euros accordé aux deux gestionnaires de réseaux, REE et RTE. Ce financement contribue à la moitié du budget total de 700 millions d'euros du projet.

Le financement de l'interconnexion fait par ailleurs l'objet d'une subvention de l'Union européenne à hauteur de 225 millions d'euros dans le cadre du programme EEPR (*European Energy Program for Recovery*). Il bénéficie également d'un prêt de 350 millions d'euros accordé aux deux gestionnaires de réseaux, REE et RTE. Ce financement contribue à la moitié du budget total de 700 millions d'euros du projet. L'objectif premier de cette nouvelle interconnexion est de doubler la capacité d'échange d'électricité entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe, passant ainsi de 1 400 mégawatts à 2 800 mégawatts.

#### Coordination des réseaux en Europe

RTE et ELIA ont créé en décembre 2008 une société commune dénommée Coreso, opérationnelle depuis février 2009, qui 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 est devenu actionnaire de Coreso en mai 2009. Puis Terna et 50Hertz, gestionnaires des réseaux de transport (« GRT ») de l'Italie et de la zone Nord et Est de l'Allemagne, ont rejoint Coreso le 26 novembre 2010.

L'intégration de ces deux GRT permet au centre de coordination technique d'étendre considérablement son périmètre de surveillance des réseaux en Europe. Cet élargissement s'inscrit dans le souhait de RTE de contribuer à l'affirmation d'un « intérêt commun » des réseaux électriques européens et de faire de la coopération avec les autres GRT un axe fort de sa performance, dans la dynamique du projet industriel. Coreso fait maintenant l'objet d'une reconnaissance grandissante en tant que partie prenante dans les processus de coordination européens.

#### Couplage de marchés (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 par 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 débuté en novembre 2006. Il constituait une première expérience en Europe (hors Nordpool) et son succès est aujourd'hui confirmé. Depuis 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. En octobre 2008, sept GRT (RTE, Elia, TenneT, Cegebel Net, EnBW, E.ON Netz et RWE TSO) ont créé une société commune, dénommée Capacity Allocation Service Company (CASC-CWE), 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 qui comprend la France, le Benelux et l'Allemagne. Après plus de trois années de travaux, RTE et ses partenaires de la région CWE, gestionnaires de réseau et bourses, ont lancé avec succès le 9 novembre 2010 le couplage de marché sur la zone France-Allemagne-Benelux. Le couplage de marchés sur la région permet l'optimisation simultanée des capacités d'interconnexion transfrontalières de la production sur l'ensemble des pays de la zone. En l'absence de congestion sur ces interconnexions, il doit conduire à un prix unique sur tous ces pays.

Dès son lancement, un prix unique a d'ailleurs été atteint sur la zone sur l'ensemble de la journée, témoignant des gains associés à l'utilisation des ouvrages de réseau rendue possible par le couplage des marchés.

Ce couplage marque une étape importante vers la création d'un marché européen unique de l'énergie en Europe. Des travaux sont en cours pour étendre d'ici la fin 2013 le couplage de la région « Nord Ouest Europe » qui comprend, outre la France, l'Allemagne et le Benelux, les pays scandinaves et la Grande-Bretagne.

#### 6.2.2.1.2.3 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. Le chiffre d'affaires de RTE International représente une part mineure de celui de RTE. RTE a conduit en 2012 une étude stratégique sur le développement de ses prestations internationales.

### 6.2.2.1.3 Actualité institutionnelle et législative

La directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 a confirmé le principe posé par la directive n° 2003/54/CE selon lequel la gestion d'un réseau de transport d'électricité doit être assurée par une personne morale distincte de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture tout en renforçant substantiellement les obligations d'indépendance du gestionnaire de réseau de transport.

La France a fait le choix, dans le cadre de la transposition de cette directive, du modèle dit de « gestionnaire de réseau de transport indépendant ». Ce modèle permet le maintien d'un groupe intégré mais au prix de contraintes fortes pesant sur les relations entre RTE et l'entité verticalement intégrée (« EVI »), qui comprend les entités du groupe en charge d'activités de production ou de fourniture.

Ces contraintes fixées par la directive n° 2009/72/CE ont été transposées en droit interne et codifiées aux articles L. 111-9 et suivants du Code de l'énergie. Elles encadrent principalement les conditions d'exercice des fonctions des dirigeants de RTE au sein de l'EVI<sup>1</sup>.

S'agissant des relations avec les autres entités de l'EVI, l'article L. 111-18 du Code de l'énergie pose le principe de l'interdiction des prestations de services de ces entités au profit de RTE, à l'exception de celles nécessaires à la sécurité et à la sûreté du réseau de transport. La confusion d'image est également prohibée, RTE devant notamment être propriétaire de sa marque.

En application de l'article L. 321-6 du Code de l'énergie, RTE élabore chaque année un schéma décennal de développement du réseau qui mentionne les principales infrastructures qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans. Ce schéma est adressé à la CRE qui vérifie qu'il couvre l'ensemble des besoins. Tous les quatre ans, il est soumis à l'approbation du ministre chargé de l'Énergie. En outre, pour l'application de ce schéma décennal, le Président du Directoire de RTE 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.

Enfin, en vertu des articles L. 111-34 et suivants du code de l'énergie, RTE doit désigner un responsable de la conformité chargé de veiller au respect du principe d'indépendance et notamment de vérifier la bonne exécution du schéma décennal de développement du réseau.

### 6.2.2.2 Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF)

ERDF a pour objet principal l'exploitation et le développement du réseau public de distribution en garantissant sa sécurité et sa sûreté et en veillant à tout instant à l'équilibre des flux d'électricité. ERDF, filiale détenue à 100 % par EDF issue de la filialisation des activités de distribution et opérationnelle depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, dessert environ 34 000 des 36 500 communes françaises. Cette zone de desserte représente 95 % des volumes d'électricité distribués en France, 5 % étant distribués par des Entreprises Locales de Distribution (« ELD »).

ERDF a distribué en 2012 de l'électricité à plus de 35 millions de clients (points de livraison) en France continentale via un réseau d'environ 1,3 million de kilomètres.

Au 31 décembre 2012, ERDF employait 38 211 personnes.

Pour l'année 2012, les volumes d'électricité qui ont transité sur le réseau d'ERDF étaient de :

En TWh	2011	2012
Injections par RTE	338,2	351,1
Injections par les producteurs décentralisés	25,0	29,5
<b>TOTAL DES INJECTIONS</b>	<b>363,2</b>	<b>380,6</b>
Livraisons	340,1	355,7
Pertes	23,1	24,9
<b>TOTAL DES SOUTIRAGES</b>	<b>363,2</b>	<b>380,6</b>

Les injections et soutirages : 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, d'une part, qui assume en France les responsabilités de gestionnaire du réseau de transport (voir section 6.2.2.1 (« Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité »)) – les injections correspondantes se font au niveau des postes sources répartis sur le réseau – et, d'autre part, 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).

Les pertes : 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 2012, le taux de pertes a été de 6,5 % de l'électricité injectée sur le réseau, soit 24,9 TWh. Le coût pour ERDF s'est élevé en 2012 à 1 566 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. À compter de 2014 et de manière progressive, ERDF pourra, comme les autres gestionnaires de réseaux, bénéficier de l'ARENH pour l'achat de ses pertes à hauteur de 80 % environ.

Les caractéristiques techniques : le réseau de distribution dont ERDF est concessionnaire (voir section 6.2.2.2 (« Activités de distribution »)) est constitué au 31 décembre 2012 d'environ :

- 618 000 kilomètres de lignes haute tension (« HTA ») à 20 000 volts ;
- 697 000 kilomètres de lignes basse tension (« BT ») à 400 volts ;
- 2 240 postes sources HTB/HTA ;
- 758 000 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, qui assure l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution ou bien, dans certains cas, le poste de raccordement avec les installations de production directement connectées au réseau de distribution ; en aval, le disjoncteur installé chez le client, qui relève de la concession.

#### 6.2.2.2.1 Organisation d'ERDF

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, les activités de distribution du groupe EDF sur le territoire français sont, conformément au cadre légal, quasi exclusivement assurées par ERDF, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance responsable de la gestion du réseau public de distribution d'électricité.

1. En particulier, la rémunération des dirigeants et des salariés doit être fonction d'indicateurs propres à RTE. Ils ne peuvent détenir aucun intérêt ou recevoir d'avantage financier de la part des sociétés composant l'EVI, à l'exception, pour les salariés, des droits qu'ils détiennent, au 1<sup>er</sup> juin 2011, sur les plans d'actions gratuites, sur les accords de participation ou d'intéressement.

En application de la directive n° 2003/54/CE dont les principes ont été repris par la directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009, qui dispose 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 par EDF et Gaz de France, aujourd'hui GDF Suez, a été celui de la filialisation de leurs gestionnaires de réseaux, leurs deux filiales ERDF et Gaz réseau Distribution France (« GrDF ») partageant un service commun conformément au cadre légal (voir section 6.2.2.2.4 (« Service commun et international »)).

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.

Le Conseil de surveillance d'ERDF est composé de quinze membres dont huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire, cinq sont des représentants des salariés élus dans les conditions prévues par la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et deux représentent l'État. Le directoire d'ERDF est composé de cinq membres depuis janvier 2013 (contre deux membres en 2012) qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du conseil de surveillance.

### Missions d'ERDF en France

ERDF exerce dans les conditions fixées par la loi et les cahiers des charges de concessions (voir section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution »)), les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental. Ces missions consistent à :

- 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 ;

Les investissements d'ERDF ont évolué comme suit :

Investissements bruts (en millions d'euros)	2010	2011	2012
Raccordements utilisateurs et voiries	1 206	1 309	1 380
Investissements délibérés (renforcements, sécurité, qualité, SI...)	1 354	1 512	1 689
<b>Total investissements ERDF</b>	<b>2 560</b>	<b>2 821</b>	<b>3 069</b>
Remises d'ouvrage par les tiers et collectivités <sup>1</sup>	940	932	878
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU</b>	<b>3 500</b>	<b>3 753</b>	<b>3 947</b>

(1) Après déduction PCT et article 8.

Les ressources supplémentaires ainsi engagées sont 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.

L'augmentation des investissements permet à ERDF de mettre en œuvre des programmes de renouvellement du patrimoine et en particulier :

- un plan d'actions « Aléas climatiques » a été élaboré et lancé en 2006 dans le cadre du Contrat de service public (voir section 6.5.2 (« Service public en France »)) sur la base d'un diagnostic complet des fragilités potentielles du réseau vis-à-vis des phénomènes climatiques. Ce plan a été complété d'un programme de travaux destinés au « prolongement

- 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 ELD et les 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.

### 6.2.2.2.2 Activités de distribution

L'activité d'ERDF repose sur plusieurs métiers : assurer en tant que concessionnaire la gestion des actifs en concession, conduire et maintenir le réseau de façon à assurer la continuité de fourniture, réaliser les travaux sur le réseau (en particulier, les travaux de raccordement, de renforcement et de renouvellement du réseau), assurer l'accès au réseau à l'ensemble des utilisateurs dans le cadre des dispositifs contractuels en vigueur et gérer le parc de compteurs, acquérir, traiter et transmettre les données relatives à la consommation des utilisateurs du réseau.

### Évolution des investissements

En 2012, 3,1 milliards d'euros ont été investis par ERDF, 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 756 millions d'euros d'investissements dans le réseau de distribution entre 2009 et 2012. En complément, les autorités concédantes ont investi 878 millions d'euros en 2012. Au total, 3,9 milliards d'euros ont été investis en 2012 en France continentale sur les réseaux de distribution.

de la durée de vie » du réseau HTA aérien d'un montant de 43 millions d'euros et d'équipement en organes de manœuvre télécommandés qui permettent la réalimentation rapide des clients en cas de défaut ;

- un plan de renouvellement des réseaux souterrains anciens HTA et BT des grandes villes est également déployé : plus de 1 100 kilomètres de réseaux souterrains HTA ont ainsi été renouvelés en 2012 ;
- un programme de modernisation des postes sources (contrôle-commande numérique, remplacement d'appareillages de coupures...).

En complément des investissements, ERDF poursuit l'augmentation des budgets de maintenance préventive des réseaux, en particulier pour des actions concernant l'élagage.

(en millions d'euros)

	2010	2011	2012
Budget de maintenance préventive	230	242	264

### Les conférences départementales

Les programmes d'investissement sont déclinés tous les ans au niveau de chaque territoire à l'occasion des conférences départementales prévues et présidées par le préfet. Ces conférences départementales, instituées par la loi NOME du 7 décembre 2010, ont pour objectif de renforcer le dialogue entre les maîtres d'ouvrage qui investissent sur le réseau public de distribution, afin d'atteindre une plus grande efficacité dans les dépenses d'investissements en matière de sécurité et de qualité d'alimentation électrique.

### Le contrat de service public et préoccupations environnementales et esthétiques

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 haute tension (« HTA ») et à réaliser en « technique discrète » les deux tiers des nouvelles lignes basse tension (« BT »). ERDF n'a pas pour objectif d'enfourer l'intégralité du 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 est en général plus long que dans le cas d'un réseau aérien.

En 2012, ERDF a construit plus de 98 % des nouvelles lignes moyenne tension en technique souterraine et plus de 79,6 % des nouvelles lignes basse tension en technique souterraine ou discrète (câble torsadé en façade). Elle a ainsi dépassé son engagement vis-à-vis de l'État de réduction de l'impact visuel des réseaux établis sous sa maîtrise d'ouvrage. Par ailleurs, dans le cadre de son plan Aléas climatiques, ERDF a déposé plus de 5 100 kilomètres de lignes aériennes HTA en 2012.

### La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'ERDF. En 2012, le temps moyen de coupure hors incidents transport est de 75 minutes confirmant ainsi l'amélioration engagée depuis 2010. La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures.

Le décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 fixe les seuils de qualité de desserte à respecter par les gestionnaires de réseau de distribution. Ce décret vise à garantir dans la durée un niveau minimal de qualité pour les usagers placés de façon structurelle dans des conditions d'alimentation électrique significativement plus défavorables que la grande majorité des usagers français. Il concerne plutôt les zones rurales. Il complète logiquement les dispositions retenues par le régulateur dans le cadre du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité afin d'inciter les gestionnaires de réseaux à maintenir et améliorer tendanciellement le niveau de qualité moyenne. Les seuils sont précisés par l'arrêté du 24 décembre 2007, modifié par l'arrêté du 18 février 2010 mis à jour après une période d'expérimentation destinée à caler certains mécanismes. En ce qui concerne la qualité de la tension, plus de 99 % des clients étaient considérés en 2012 comme « bien alimentés » au regard de la réglementation en vigueur.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, ERDF a mis en place une Force d'Intervention Rapide (« FIRE ») qui 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.

Pour couvrir le réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur, ERDF a conclu avec Natixis, le 11 août 2011, un contrat d'une durée de cinq ans. Avec une capacité de couverture de

150 millions d'euros, cette opération de type *cat-bond* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique reposant sur un indice fonction de la vitesse du vent. Cette couverture a été renforcée par un contrat signé le 16 décembre 2011 avec Swiss Re, portant la capacité totale de couverture à 230 millions d'euros.

### Développement des énergies renouvelables

Sur le périmètre ERDF, le nombre de raccordements d'installations de production photovoltaïque a encore progressé : à fin 2012, 3 126 mégawatts d'installations photovoltaïques sont raccordées (contre 2 321 mégawatts fin 2011), représentant environ 262 850 installations (229 000 étaient raccordées en 2011). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également, et plus de 6 820 mégawatts sont raccordés à fin 2012.

À fin 2012, ERDF a atteint un total de raccordement de production photovoltaïque et éolien d'environ 10 gigawatts, composé respectivement de 3,1 gigawatts de centrales photovoltaïques et de 6,8 gigawatts de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques « historiques » (1,4 gigawatt), les cogénérations (1,8 gigawatt). Au total, à fin 2012, ERDF aura raccordé un parc de production d'environ 14,6 gigawatts. Ces productions ne sont plus marginales ; elles représentent en 2012 environ 8 % de l'énergie gérée au périmètre ERDF.

### Marché de l'électricité

Le marché français de la commercialisation de l'électricité est ouvert à la concurrence pour l'ensemble des clients depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007.

22 fournisseurs d'électricité opèrent sur le marché français. Ils ont signé un contrat avec ERDF définissant les modalités de fonctionnement entre le fournisseur et le distributeur lorsque le client souscrit un contrat unique englobant la fourniture et l'acheminement d'électricité.

### Concessions

ERDF et EDF gèrent 665 contrats de concessions, couvrant environ 95 % de la population.

En France, la distribution publique d'électricité est généralement assurée dans le cadre de contrats de concessions. Les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution, qui constituent des biens de retour<sup>1</sup>. Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans. L'échéance moyenne des contrats de concession en cours est l'année 2024.

Le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution (desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, raccordement et accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de distribution) sont confiés, en application du Code de l'énergie (article L. 121-4), à ERDF, à EDF dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental et aux ELD dans leur zone de desserte exclusive.

Conformément à l'article L. 334-3 du Code de l'énergie, les contrats de concession en cours sont réputés signés conjointement par l'autorité concédante (collectivité territoriale ou établissement public de coopération), EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés, et par ERDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie réseaux. Lors de leur renouvellement ou de leur modification, les contrats de concession sont cosignés selon ces modalités.

1. Les biens de retour sont ceux qui sont indispensables à l'exercice du service concédé. Ces biens sont réputés appartenir dès l'origine à la collectivité concédante. Le contrat de concession prévoit leur retour obligatoire à la collectivité concédante en fin de concession.

### Économie des contrats de concession

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 en juillet 2007 afin de l'adapter au nouveau contexte législatif et réglementaire (voir section 6.5.5 (« Les concessions de distribution publique d'électricité »)).

Les principales dispositions du cahier des charges de concession portent sur les points suivants :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter sur un territoire déterminé les missions de service public de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés de vente. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls. Il perçoit auprès des usagers un prix destiné à rémunérer les obligations mises à sa charge ;
- le versement 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 ;
- les droits et obligations des parties en cas de renouvellement de la concession ;
- les droits et obligations des parties en cas de non-renouvellement de la concession (ou de résiliation anticipée), dans l'hypothèse où le maintien du service ne présenterait plus d'intérêt par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent ou du fait des progrès de la science ;
- le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par l'autorité concédante dans le cahier des charges de concession : ce contrôle est exercé par un agent désigné par l'autorité concédante et distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

Par ailleurs, dans le cadre de la mise en œuvre des lois Solidarité et renouvellement urbain (« SRU ») et Urbanisme et habitat (« UH »), ERDF et la FNCCR ont signé le 26 juin 2009 un protocole d'accord, dit « PCT », qui organise le versement aux concédants de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement lorsque ces derniers en assurent la maîtrise d'ouvrage. Ce protocole a été renouvelé le 18 juillet 2012.

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 modalités fixées dans chacun des cahiers des charges, en règle générale :

- 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 par le type de raccordement (consommateurs) sur les communes relevant du régime d'électrification rurale (c'est-à-dire celles sur lesquelles l'autorité concédante maître d'ouvrage peut bénéficier des aides du FACE). Dans les communes relevant du régime urbain, 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 existants dans l'environnement (enfouissement, amélioration de l'esthétique), l'autorité concédante est le maître d'ouvrage.

### Principales redevances et contributions

Les contrats prévoient le paiement de redevances par le concessionnaire à l'autorité concédante.

En contrepartie des financements que l'autorité concédante supporte au titre d'installations dont elle est maître d'ouvrage et intégrées dans la concession, ou de la propre participation de cette autorité à des travaux dont le concessionnaire est maître d'ouvrage, ou de toute dépense effectuée par l'autorité concédante pour le service public faisant l'objet de la concession, ERDF verse à l'autorité concédante une redevance qui se décompose dans ses modalités de calcul en une redevance R1 dite « de fonctionnement » et une redevance R2 dite « d'investissement ».

En tant qu'exploitant de réseaux, ERDF doit s'acquitter de redevances pour l'occupation du domaine public par les ouvrages d'électricité. En vertu d'un décret du 26 mars 2002, les redevances au profit des collectivités territoriales sont plafonnées en fonction de leur population. Elles sont versées aux communes ou à certains groupements de collectivités territoriales, ainsi qu'aux départements.

ERDF, comme les ELD, verse une contribution au Fonds d'amortissement des charges d'électrification (« FACE ») assise sur le nombre de kilowattheures acheminés. Le FACE redistribue les fonds collectés aux autorités concédantes pour le financement de leurs dépenses d'électrification sur le territoire des communes en régime rural.

En outre, ERDF, comme les ELD, 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.

#### 6.2.2.2.3 Actualité institutionnelle et législative

Le dispositif réglementaire visant à renforcer la sécurité des travaux à proximité des réseaux a vu son principe repris dans la loi dite Grenelle 2 du 12 juillet 2010. Le nouveau dispositif est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2012, à la suite de la parution de l'arrêté du 15 février 2012. La réforme met principalement l'accent sur la localisation des réseaux souterrains existant préalablement à la réalisation des travaux et sur le rééquilibrage des responsabilités entre exploitants de réseaux, maîtres d'ouvrage et maîtres d'œuvre de travaux. Les obligations cartographiques portées à la charge des exploitants deviennent plus contraignantes et imposent une précision de localisation de 50 cm. Des investigations complémentaires (fouilles) sont rendues nécessaires pour tous les travaux à proximité de réseaux dont la localisation n'est pas connue avec la précision requise.

Le dispositif d'orientation régionale des énergies renouvelables dispose de son volet réseau avec la parution du décret du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (« EnR »). Ces schémas prévoient la définition par les gestionnaires de réseau des infrastructures nécessaires à l'atteinte des objectifs des schémas régionaux climat air énergie (« SRCAE »), et la mutualisation entre producteurs EnR des coûts correspondants. La mise en œuvre de ces schémas est en cours, quatre d'entre eux étant parus fin 2012 (voir aussi la section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

#### 6.2.2.2.4 Service commun et international

##### Les relations entre ERDF et GrDF au sein du service commun

En application de la directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009, le principe retenu en 2008 par EDF et Gaz de France, devenu GDF Suez, a été celui de la filialisation de leurs gestionnaires de réseaux et du partage d'un service commun conformément au cadre légal.

Conformément à l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, ces activités s'appuient donc sur un service commun à ERDF et Gaz réseau Distribution de France (« GrDF »), société créée le 1<sup>er</sup> janvier 2008 et détenue à 100 % par GDF Suez, responsable de la gestion du réseau public de distribution de gaz. Chaque entreprise gère néanmoins de manière indépendante le portefeuille de ses clients.

Les activités techniques ont représenté pour ERDF et GrDF, en 2012, plus de 91,6 millions de relevés de compteurs et environ 11,5 millions d'interventions chez les clients.

## Organisation du service commun

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.

Au 31 décembre 2012, ERDF comptait 38 211 salariés<sup>1</sup> (voir section 17.1.1 (« Effectifs du Groupe »)).

EDF et Gaz de France, devenu GDF Suez, ont conclu le 18 avril 2005 une convention qui précise notamment les compétences du service commun et le partage des coûts et produits résultants de son activité<sup>2</sup>. Cette convention, après avoir fait l'objet des aménagements nécessaires, a été transférée en 2008 à ERDF et GrDF dans le cadre de la filialisation des activités de distribution d'électricité d'EDF et de GDF Suez. ERDF et GrDF ont par ailleurs défini dans ce contrat les principes et modalités de gouvernance du service commun (organisation, pilotage et évolution). Dans ce cadre, les organisations sont en cours de clarification dans trois domaines : raccordement, représentation territoriale et acheminement. 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 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.

Le contrat, conclu pour une durée indéterminée, 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. Il 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.

En novembre 2011, ERDF et GrDF ont signé un protocole d'accord décrivant pour chaque distributeur la vision cible d'organisation du service commun. Ceci a conduit à faire évoluer l'organisation de certaines activités et à adapter l'accord de gouvernance entre les deux distributeurs.

## International

Par le biais de sa filiale ERDF-I, ERDF a continué à développer son activité à l'international en 2012 en mettant à la disposition de ses clients son savoir-faire, son expertise et ses services.

Les événements majeurs intervenus en 2012 sont les suivants :

- création d'une filiale à 100 % de ERDF-I, en Russie, ERDF Vostok, le 16 janvier 2012, et entrée en vigueur du contrat de *management* de la société russe de distribution d'électricité de Tomsk, TRK, le 1<sup>er</sup> mars 2012 ;
- création d'une succursale d'ERDF-I au Liban, ERDF Mashreq, le 23 mai 2012, et signature de deux contrats de performance avec les clients BUS et KVA, respectivement les 12 mars 2012 et 1<sup>er</sup> juin 2012 ;
- en Chine, mise en œuvre de l'accord de coopération avec State Grid Corporation of China (« SGCC ») par la signature de deux contrats de prestations de services ; signature, le 27 février 2012, d'un accord de coopération avec China Southern Power Grid (« CSG ») ; signature d'un *Memorandum of Understanding* avec le principal distributeur d'électricité chinois de la province du Shaanxi, SPG, le 29 mai 2012, dans la continuité des premiers contacts pris en 2011.

1. Pour la part électricité sur un total de 48 813 à fin 2012.

2. La convention entre ERDF et GrDF définit les règles de partage des charges et produits mixtes résultant du service commun et les clés appliquées pour leur répartition entre ERDF et GrDF. La clé principale, utilisée par défaut en l'absence de clé contractuelle spécifique, est la clé « utilisateur de réseau », calculée à partir de la totalité des points de livraison électricité et gaz, quel que soit le type de client. D'autres clés sont appliquées, dont la nature est corrélée aux activités auxquelles elles se rapportent.

### 6.2.2.2.5 Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs intelligents)

#### Les réseaux intelligents smart grids et les compteurs communicants

ERDF, garante de la continuité du service public de distribution d'électricité, investit en permanence pour développer, moderniser, automatiser et sécuriser le réseau électrique. L'adaptation du réseau électrique aux nouveaux besoins de la société constitue un enjeu stratégique majeur. Pour y parvenir, ERDF développe le système Linky, basé sur une nouvelle génération de compteurs, les « compteurs communicants ». Ce système représente la première brique des *smart grids*. Au terme d'une expérience réussie et validée par les pouvoirs publics, près de 300 000 compteurs Linky fonctionnent à Lyon et en Touraine. ERDF se prépare désormais à mettre en œuvre la généralisation de ce projet dans toute la France. Il consistera à équiper, d'ici 2020, 35 millions de foyers français pour un investissement total de 4,5 milliards d'euros.

À l'initiative du ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, un groupe de travail réunissant toutes les parties prenantes (fournisseurs, industriels, associations de consommateurs, concédants, régulateur, etc.) a été lancé le 16 novembre 2012 afin de permettre une appropriation collective de quatre points clé du projet : la réponse aux attentes des consommateurs, les capacités du système à gérer l'effacement, la stratégie de déploiement envisagée et les modalités de financement. Ce travail de partage a pour finalité d'engager le projet en 2013 en vue d'un lancement des opérations sur le terrain dans les 18 à 24 mois suivants, temps nécessaire pour que les industriels répondent aux appels d'offres et produisent les matériels.

Rappelons que le compteur communicant représente un outil utile à tous les consommateurs puisqu'il permettra :

- une facturation basée sur la consommation réelle ;
- une majeure partie des interventions réalisées à distance en moins de 24 heures sans la présence du client (relevés, changements de puissance, mise en service...) ;
- des délais d'intervention réduits en cas d'incident ;
- une intégration facilitée des nouveaux usages (véhicule électrique...) et l'insertion des énergies renouvelables ;
- un accès sécurisé *via* Internet à des informations permettant de comprendre sa consommation ;
- un pilotage d'appareils de la maison pour maîtriser les consommations ;
- un outil simple et unique pour aider au développement de l'effacement.

#### Accompagner la transition énergétique

Simultanément, ERDF teste à grande échelle les briques suivantes qui offriront aux consommateurs et aux entreprises un réseau profondément modernisé. Ces travaux de recherche et d'expérimentation portent sur l'exploitation des réseaux basse et moyenne tension, l'intégration des EnR (énergies renouvelables) et des véhicules électriques, la gestion du stockage, le maintien de la tension électrique, etc. ERDF pilote ou accompagne une quinzaine de démonstrateurs en France et en Europe avec des partenaires variés, des industriels, des PME, des *start-up* ou des universités. L'enjeu pour le distributeur est d'accompagner la transition énergétique en faisant évoluer les réseaux au meilleur coût pour la société. Grâce aux nouvelles technologies, un pilotage plus fin, plus réactif est possible, basé sur une meilleure connaissance de la consommation, de la production et de l'état du réseau. Cette « intelligence » permet d'éviter des surinvestissements dimensionnés à la pointe de consommation tout en garantissant la fiabilité du réseau, conformément au double objectif du service public confié à ERDF, de performance et de sécurité.

### 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 L. 121-3 du Code de l'énergie. Ils partagent les caractéristiques suivantes :

- ces territoires bénéficient de la péréquation tarifaire avec le territoire métropolitain continental ;
- 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 ;

Le tableau ci-dessous présente les principales caractéristiques des Systèmes électriques insulaires à fin décembre 2012.

	Données à fin décembre 2012	
	Total	dont Corse
Effectif EDF <sup>(1)</sup>	3 295	728
Nombre de clients	1 064 349	237 573
Longueur réseaux (en km)	34 167	11 127
Puissance installée du parc EDF (en MW)	1 924	463
dont parc hydraulique et autres renouvelables	400	142
dont parc thermique <sup>(1)</sup>	1 524	321
<b>Production d'électricité (en GWh)</b>		
Production EDF <sup>(1)</sup>	5 393	1 285
dont production hydraulique	1 310	285
Achats d'énergie auprès des tiers	4 141	912
dont énergie renouvelable, y compris bagasse	1 121	189
dont autres énergies	3 020	723
<b>TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE PAR EDF ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS</b>	<b>9 534</b>	<b>2 197</b>

(1) Données incluant EDF Production Énergétique Insulaire (PEI), filiale à 100% du groupe EDF, chargée du renouvellement des centrales thermiques en Corse et en Outre-Mer.

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes entre le coût de production du mégawattheure et le prix de vente au tarif péréqué, l'activité commerciale d'EDF consiste à y mener, seule ou en partenariat avec l'ADEME et les institutions locales, des actions d'efficacité énergétique.

La plupart des territoires insulaires connaissent néanmoins une croissance importante de leurs consommations d'électricité (forte croissance démographique, rattrapage du retard dans l'équipement des ménages). Cette croissance de la demande doit être couverte par la création de nouveaux moyens de production, décidée par le ministre de l'Industrie dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (« PPI »), 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 de capitaux immobilisés dans les investissements de production réalisés en Corse, dans les départements d'outre-mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte.

Fin 2012, une modification au Code de l'énergie concernant la compensation des actions d'efficacité énergétique, des coûts de stockage d'électricité et d'imports d'électricité de pays voisins a été apportée par un amendement présenté dans le cadre de l'examen de la troisième loi de finances rectificative pour 2012 (article 60) qui a été promulguée le 29 décembre 2012. Cette compensation ne peut se faire que dans la limite des surcoûts de production que ces actions contribuent à éviter. Un décret en Conseil d'État et un arrêté du Ministre chargé de l'énergie sont prévus pour son application.

- l'obligation de confier le transport et la distribution à une personne morale distincte de celle qui assure la production et la fourniture n'y est pas applicable.

Cet état de fait a notamment pour conséquence que des surcoûts de production dans ces SEI, qui sont considérés par le législateur comme une charge de service public, sont à ce titre compensés par la Contribution au Service Public de l'Électricité (voir section 6.5.2 (« Service public en France »)).

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 entre offre et demande, de gestionnaire de réseaux (HTB, HTA et BT) et de fournisseur.

Dans ces territoires, EDF est l'acteur principal en termes de production d'électricité.

### Évolutions et perspectives

#### Des investissements destinés à moderniser et renforcer le parc de production d'électricité à puissance garantie

La programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité fixe les objectifs de mise en œuvre de moyens de production d'électricité à puissance garantie pour la Corse et les départements d'outre-mer à 1 166 mégawatts à horizon 2020. Ce programme comprend le renouvellement de la quasi-totalité des centrales Diesel existantes.

Compte tenu de la stratégie retenue consistant à demeurer, dans chacun de ces territoires, l'acteur majoritaire en termes de puissance installée, le groupe EDF a entrepris le projet de renouveler ses principales centrales. Les chantiers de construction de quatre centrales Diesel ont été engagés pour une capacité totale de près de 740 mégawatts : Port-Est à la Réunion, Bellefontaine B à la Martinique, Pointe-Jarry en Guadeloupe et Lucciana B en Corse. Ces nouveaux moyens de production permettront au Groupe de délivrer de meilleures performances industrielles et environnementales et contribueront à satisfaire une partie des besoins émergents en électricité dans ces territoires. Les deux premiers moteurs de la centrale de Port-Est à la Réunion ont été mis en service fin 2012.

Le renouvellement de la centrale de Saint-Pierre-et-Miquelon pour une capacité de 21 mégawatts est également en cours, de même que l'extension de la centrale de Saint-Barthélemy (deux nouveaux moteurs).

Le groupe EDF a également engagé le développement de deux projets hydrauliques avec l'extension de l'ouvrage de Rivière-de-l'Est à la Réunion, d'une puissance de 14 mégawatts, qui a été mis en service en 2010, et la construction de l'ouvrage du Rizzanese en Corse, d'une puissance de 55 mégawatts, dont le couplage du premier groupe au réseau a eu lieu le 12 décembre 2012.

EDF a investi 611 millions d'euros dans le domaine de la production d'électricité en 2012 et prévoit d'y investir 380 millions d'euros en 2013.

### Des investissements dans les réseaux électriques

La poursuite de la croissance de la consommation dans ces territoires malgré les actions d'efficacité énergétique engagées, ainsi que le développement des énergies renouvelables, conduit le groupe EDF à poursuivre le renforcement des réseaux électriques. La Corse comme les départements d'outre-mer étant dotés de parcs naturels, certaines des nouvelles liaisons haute tension seront construites selon des techniques souterraines ou sous-marines.

EDF a investi 176 millions d'euros dans le domaine des réseaux en 2012 et prévoit d'y investir 170 millions d'euros en 2013.

### Une implication dans des projets destinés à mieux intégrer les énergies renouvelables dans le mix de production d'électricité et optimiser la gestion des systèmes électriques

Le groupe EDF soutient l'émergence et le développement de modes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables adaptées aux Systèmes Électriques Insulaires. Les modes privilégiés sont ceux qui offrent une énergie abondante et garantie à coûts de production compétitifs mais aussi maîtrisés sur la durée, de manière à les positionner comme des alternatives crédibles à la production thermique : biomasse, géothermie, énergies marines et fluviales, valorisation des déchets, biogaz. Des études sont également en cours pour utiliser le GNL en substitution du combustible fioul.

EDF contribue également à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables intermittentes dans les Systèmes Énergétiques Insulaires (élaboration des outils de prévision avec d'autres industriels et des universités, mise en service d'une batterie de 1 mégawatt de capacité à la Réunion qui est la première de cette capacité en Europe, couplage de production photovoltaïque et de capacités de stockage) et s'engage dans des projets d'expérimentation de réseaux communicants ou *smart grids* en partenariat avec d'autres industriels, des laboratoires de recherche et l'ADEME.

Un projet de station de transfert d'énergie par pompage d'eau de mer en Guadeloupe (STEP marine de 50 mégawatts stockant 1 GWh d'électricité) a été proposé en réponse à l'appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME sur le stockage de masse de l'électricité.

Sur tous ces projets, l'expertise du groupe EDF en termes de recherche et développement est mobilisée.

### 6.2.2.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE »)

Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité 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 des actifs, égale au produit de la base d'actifs régulée, estimée au 1<sup>er</sup> janvier 2012 à 11,3 milliards d'euros pour le transport et à 34 milliards d'euros pour la distribution, par un taux fixe de rémunération correspondant à un taux nominal avant impôt, qui est de 7,25 % pour la présente période tarifaire (TURPE 3).

En application de l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, les Tarifs d'Utilisation des Réseaux de transport et de distribution d'Électricité font l'objet de décisions motivées 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 (en vertu du cadre institutionnel d'alors, qui prévoyait l'approbation d'une proposition tarifaire de la CRE conjointement par les Ministres chargés de l'énergie et de l'économie), publiée au Journal officiel du 19 juin 2009, sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2009. La CRE avait conçu sa proposition pour permettre aux gestionnaires de réseaux de couvrir leurs coûts sur une période de quatre ans à partir de 2009. Celle-ci prévoyait une hausse lors de l'entrée en vigueur de 2 % du tarif d'utilisation du réseau de transport et de 3 % du tarif d'utilisation des réseaux de distribution. Puis, de 2010 à 2012, les grilles tarifaires devaient évoluer 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.

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 difficilement prévisibles et non maîtrisables par ces gestionnaires. Ce compte de régulation des charges et produits (« CRCP ») enregistre extracomptablement, 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 années suivantes. La hausse annuelle du TURPE prend aussi en compte cet élément par le biais d'un facteur d'apurement du CRCP dont la valeur absolue est plafonnée à 2 %. L'application de ces principes a conduit au 1<sup>er</sup> août 2012 à une hausse de 2,79 % pour le tarif d'utilisation du réseau de transport et de 1,80 % pour le tarif d'utilisation des réseaux de distribution. Par ailleurs, en application d'une formule d'indexation qui lui est propre, le tarif des prestations au catalogue d'ERDF a augmenté de 1,9 % au 1<sup>er</sup> septembre 2011 et de 2,5 % au 1<sup>er</sup> septembre 2012.

L'instauration d'une période tarifaire 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. Cette durée facilite également la réalisation des adaptations qui leur permettront de maîtriser leurs coûts et d'améliorer la qualité.

Sur ces bases, en 2012, les recettes tarifaires ont été d'environ 4 milliards d'euros pour le réseau de transport et d'environ 12,2 milliards d'euros pour le réseau de distribution d'ERDF.

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 a instauré 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 finals. 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 et de distribution 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.

Concernant le transport et la distribution de gaz naturel (loi n° 2003-08 du 3 janvier 2003), voir la section 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »).

Le 28 novembre 2012, le Conseil d'État a annulé la décision prise par l'État en 2009, relative au tarif d'acheminement des réseaux (TURPE 3). Il a été demandé à la CRE de proposer, et aux ministres compétents d'approuver, un nouveau tarif d'utilisation des réseaux, pour la période courant à compter du 1<sup>er</sup> août 2009, avec effet différé au 1<sup>er</sup> juin 2013. Le 5 février 2013, la CRE a procédé à une consultation publique relative à « l'élaboration des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT à la suite de l'annulation par le Conseil d'État des troisièmes Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de distribution d'Électricité ».



## 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.

Le tableau ci-dessous indique les capacités installées et productions à fin 2012 du groupe EDF sur le segment à l'international<sup>1</sup> :

	Capacité installée <sup>(1)</sup>		Production <sup>(1)</sup>	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire (hors 100 MW de droits de tirage sur Chooz B)	11 603	35	80 575	49
Thermique à flamme	19 202	58	75 076	46
Hydraulique	1 442	4	4 194	3
Autres renouvelables	837	3	3 182	2
<b>TOTAL</b>	<b>33 084</b>	<b>100</b>	<b>163 027</b>	<b>100</b>

(1) Hors données EDF Énergies Nouvelles à l'international, soit 3 600 MW et 7 280 GWh.

### Positions européennes

Le groupe EDF a poursuivi la consolidation de sa présence en Europe, marché mature socle de sa présence industrielle.

L'activité du Groupe sur cette zone s'inscrit dans une volonté de contribuer à la constitution d'un marché unique tant de l'électricité que du gaz, de favoriser l'émergence de nouvelles technologies et de solutions innovantes adaptées aux enjeux environnementaux, sociaux et économiques, et enfin de respecter les ressources naturelles, les ressources humaines et les souhaits des parties prenantes locales dans leurs appréhensions des enjeux énergétiques et des services associés.

Les principaux événements de l'année ont été :

- au Royaume-Uni : la poursuite des études et investissements en vue de diversifier les moyens de production locaux ;
- en Italie : le groupe EDF a pris le contrôle exclusif d'Edison, renforçant ainsi la stratégie gaz du Groupe et confortant sa position en tant qu'acteur incontournable en Italie ;
- en Pologne : le rachat des participations dans les filiales détenues par EnBW.

### Ambition européenne du Groupe

Le groupe EDF a pour ambition de renforcer l'ensemble industriel cohérent dont il dispose en Europe par croissance organique et développement de synergies à l'échelle du Groupe. Il 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 multi-énergie 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 ;

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.

- 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 ;
- développer l'optimisation amont/aval à l'échelle européenne.

### Nucléaire international

Premier producteur nucléaire mondial, 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 à eau pressurisé), au Royaume-Uni (15 réacteurs) ainsi qu'aux États-Unis (via Constellation Energy Nuclear Group LLC – « CENG » – et ses sociétés filiales), qui lui permettent d'être un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international. En Chine, EDF et son partenaire CGNPC construisent deux tranches de type EPR à Taishan.

Au Royaume-Uni, via sa filiale EDF Energy, EDF projette de construire jusqu'à quatre tranches de type EPR avec un premier projet de deux tranches sur le site de Hinkley Point. En dépit de l'accident de Fukushima en mars 2011, des pays et compagnies d'électricité ont par ailleurs annoncé ou confirmé leur volonté de lancer ou de réactiver des projets nucléaires. Cette évolution est animée par la recherche d'indépendance énergétique, combinée à la prise de conscience grandissante des conséquences de l'utilisation des ressources fossiles sur le climat. Elle se traduit par l'émergence de plusieurs modèles et de nouveaux partenariats industriels.

EDF s'est fixé quatre critères d'engagement dans les projets nucléaires à l'international. Il s'agit de veiller en priorité aux pays :

- ayant fait le choix du nucléaire à court terme ;
- connus d'EDF et où EDF est bienvenu ;
- tirant l'expérience de l'accident de Fukushima, notamment en mettant au cœur de leur projet le rôle du futur exploitant et la maîtrise de la sûreté ;
- offrant des conditions favorables aux investisseurs dans le nucléaire (cadre législatif, gestion des déchets, opinion publique, etc.).

1. Les chiffres présentés reflètent le mode de consolidation employé des entités.

EDF a ainsi identifié, au-delà de la Chine, un certain nombre d'opportunités géographiques avec pour priorité le Royaume-Uni. EDF examine par ailleurs d'autres opportunités tant en Europe que dans d'autres zones (voir section 6.1.3 (« Axes stratégiques à horizon 2020 »)).

Dans chacun de ces pays, EDF s'adapte au contexte institutionnel et à l'environnement industriel et économique ; les modèles d'organisation qui en résultent peuvent être à chaque fois différents.

Le programme EPR en cours de réalisation en France et en Chine et en projet au Royaume-Uni est aujourd'hui le programme de référence du Groupe.

Cependant, il apparaît essentiel de renforcer l'offre de réacteurs nucléaires, en s'inscrivant dans le cadre des orientations du Conseil de politique nucléaire du 21 février 2011, confirmées par le Conseil de politique nucléaire du 28 septembre 2012. Le 19 octobre 2012, EDF, AREVA et CGNPC ont ainsi signé un accord de coopération en vue d'envisager l'élaboration d'un nouveau réacteur de troisième génération de taille intermédiaire (1 000 à 1 100 MW). En collaboration avec AREVA, EDF renforce également l'optimisation de la conception de l'EPR, au-delà de la prise en compte du retour d'expérience des EPR en cours de construction.

EDF poursuit ainsi l'objectif d'élargir et de faire évoluer sa gamme d'offres de réacteurs et de services à proposer sur les marchés internationaux.

## 6.3.1 Royaume-Uni

L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni est principalement celle d'EDF Energy. Par ailleurs, le Groupe dispose d'une activité d'exploration et production d'hydrocarbures en mer du Nord via EDF Production UK (voir section 6.4.2.2.3 (« Exploration et Production (« E&P » »)).

### 6.3.1.1 EDF Energy et le marché britannique

EDF Energy est l'un des plus grands énergéticiens du Royaume-Uni, employant environ 15 000 personnes sur plusieurs sites au Royaume-Uni. En 2012, il a maintenu sa position de premier producteur d'électricité (en térawatt-heures produits) et de premier producteur d'électricité faiblement émetteur de CO<sub>2</sub> au Royaume-Uni<sup>1</sup>. En se basant sur les données les plus récentes<sup>2</sup>, il a également maintenu sa position de l'année précédente en tant que premier fournisseur d'électricité à des clients non résidentiels (en termes de térawatt-heures vendus<sup>3</sup>) et a conservé sa place de cinquième plus grand fournisseur de gaz et d'électricité pour les clients résidentiels (en nombre de comptes clients<sup>4</sup>). Dans l'ensemble, EDF Energy est le plus grand fournisseur d'électricité au Royaume-Uni, hors Irlande du Nord.

À la date de publication du présent document de référence, les chiffres relatifs à la production et la consommation totale de gaz et d'électricité au Royaume-Uni en 2012 n'ont pas encore été publiés par le *Department of Energy and Climate Change*. Pour obtenir des 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.

Les principaux concurrents d'EDF Energy dans le secteur de la production d'énergie au Royaume-Uni sont : Centrica, E.On UK, GDF Suez Energy International, RWE Power, Scottish Power et Scottish and Southern Energy (« SSE »). Les principaux concurrents d'EDF Energy sur le marché de la fourniture de gaz et sur celui de l'électricité sont British Gas (Centrica), SSE, RWE npower, E.ON UK et Scottish Power.

Le réseau de transport d'électricité haute tension appartient d'une part à National Grid (le GRT britannique) en Angleterre et au Pays de Galles, et d'autre part à SSE et Scottish Power en Écosse. La distribution d'électricité en Grande-Bretagne est subdivisée en régions gérées par des opérateurs du

réseau de distribution, dont UK Power Networks, Northern powergrid, SSE, SP Energy networks, Western Power Distribution et Electricity North West. Les opérateurs du réseau de distribution de gaz incluent le National Grid, Scotia Gas Networks, Wales and West Utilities et Northern Gas Networks.

### 6.3.1.2 La stratégie

EDF Energy exerce son activité dans un environnement de marché complexe, caractérisé par la volatilité des prix des matières premières, par un fort degré de concurrence et, malgré la libéralisation, par l'intervention des pouvoirs publics qui développent une politique énergétique visant une énergie sûre, accessible et faiblement carbonée. En dépit du ralentissement actuel de l'activité économique, les prévisions en matière de demande en électricité augmentent à long terme grâce aux politiques de limitation d'émissions de CO<sub>2</sub> incitant à la substitution du gaz et du pétrole, abandonnés au profit de l'électricité faiblement carbonée, notamment dans les secteurs du chauffage et du transport.

L'objectif est de créer de la valeur ajoutée en maintenant son excellence opérationnelle, en maximisant la valeur à partir de ses centrales existantes nucléaires et thermiques charbon, en augmentant la rentabilité en aval sur la base d'un ratio risque/rentabilité équitable pour ses clients, et en étant un acteur de référence dans la relance du programme de nouveau nucléaire au Royaume-Uni. Le Groupe projette de construire deux à quatre nouveaux réacteurs nucléaires au Royaume-Uni : deux réacteurs à Hinkley Point dans le Somerset et potentiellement deux autres à Sizewell dans le Suffolk (sous réserve des résultats des études en cours). EDF Energy travaille avec le gouvernement britannique sur un accord concernant le site Hinkley Point C afin de garantir son niveau de revenu au travers d'un contrat pour différence (*Contract for Difference*, « CfD ») et de favoriser une décision finale d'investissement (*Final Investment Decision*, « FID »). La publication du projet de loi sur l'énergie en date du 29 novembre 2012 et son examen approfondi en cours par le parlement britannique s'inscrivent dans une dynamique positive pour le projet. Toutefois, les efforts doivent se poursuivre afin de finaliser les dispositions transitoires dans le cadre desquelles le prix d'exercice et les conditions détaillées du CfD pour Hinkley Point C seront définis. Pour plus d'informations, voir section 6.3.1.7.5 (« Cadre juridique au Royaume-Uni ») du présent document de référence.

Les centrales nucléaires du Groupe continuent de fournir le Royaume-Uni en énergie sûre et faiblement carbonée. En 2012, la production nucléaire a atteint son niveau le plus important depuis sept ans avec 60 TWh. Par ailleurs, l'extension de la durée de vie des centrales nucléaires permet de bénéficier d'une production à faible émission de CO<sub>2</sub> jusqu'à ce que de nouvelles capacités soient disponibles. Cette stratégie permet également de favoriser l'emploi en maintenant les compétences dans l'industrie nucléaire britannique. Le Groupe ambitionne d'étendre la durée de vie de ses centrales nucléaires britanniques d'une moyenne de sept ans pour le parc RAG (par rapport à la date de fermeture prévue au moment de l'acquisition de British Energy en 2009) et de 20 ans pour Sizewell B. Cette extension, réglementée, a été réalisée pour partie avec l'annonce de la prolongation de l'exploitation de sept ans des centrales Hinkley Point et Hunterston B en décembre 2012 (voir section 6.3.1.7.2 (« Division Production Nucléaire »)).

Les autres initiatives stratégiques importantes en cours sont la construction de la centrale de West Burton B (1 305 MW), dotée de trois turbines à gaz à cycle combiné (« CCG »), un projet de stockage de gaz à cycle court, la gestion de la fin de vie des capacités de production au charbon (suite aux directives européennes sur les grandes installations de combustion (dite « GIC ») et sur les émissions industrielles (dite « IED »)), la prolongation des durées de vie des centrales nucléaires existantes et la poursuite du développement de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

1. Source : Exelon reporting.

2. Source : Cornwall Energy Associated Business Sector – Électricité, 31 octobre 2012.

3. Fondé sur les données disponibles, à l'exception de l'Irlande du Nord.

4. Source : Cornwall Energy Associated Domestic Regional Survey, 31 octobre 2012.

À l'aval, l'accent est mis sur l'amélioration de la rentabilité de son portefeuille clients à travers une gestion contrôlée des coûts, une amélioration de la rentabilité et une transformation des processus clés, soutenus notamment par un investissement dans le système d'information. Afin d'assurer à ses clients un service fiable et transparent, EDF Energy s'est engagé à fournir une offre alliant la simplicité à un prix juste et un meilleur service. La perception d'EDF Energy auprès des clients est soutenue par la stratégie de marque *Feel better Energy* et par l'offre innovante du produit « Blue », qui a permis d'atteindre le record de 5,5 millions de comptes client en 2012, dont environ 1 million de comptes clients ayant opté pour le nouveau produit « Blue ». Cette offre a également permis de remporter un contrat de dix ans de fourniture de 3,2 TWh d'électricité faiblement carbonée par an à Network Rail. L'engagement d'EDF Energy porte également sur l'aide à ses clients en difficulté, qui bénéficient automatiquement du tarif le plus bas disponible (voir section 6.3.1.7.1 (« Division Approvisionnement en Énergies et Gestion Clients (« ESCS ») »)).

Les performances financières des centrales nucléaires existantes et nouvelles dépendent en grande partie de l'évolution des prix de l'énergie sur les marchés de gros et de la disponibilité du parc. C'est pourquoi la priorité est d'améliorer le profil de risque de son portefeuille en réalisant toutes les opportunités de création de valeur issues de ses actifs nucléaires ou thermiques en déployant un cadre d'investissement rigoureux et en contribuant à la création d'un cadre réglementaire adapté.

Le tableau suivant présente les chiffres clés d'EDF Energy pour l'exercice clos au 31 décembre 2012 :

	31/12/2012	31/12/2011
Électricité fournie (GWh) <sup>(1)</sup>	51 595	52 819
Gaz fourni (GWh)	31 092	25 747
Nombre de clients (en milliers)	5 768	5 790
<b>Capacité totale (MW)</b>	<b>14 150</b>	<b>12 956</b>
Nucléaire <sup>(2)</sup>	8 741	8 756
Charbon <sup>(3)</sup>	3 987	4 020
Gaz <sup>(4) (5)</sup>	1 306	82
Renouvelables <sup>(6)</sup>	116	98
<b>Production totale (TWh)</b>	<b>83,4</b>	<b>72,4</b>
Nucléaire <sup>(2)</sup>	60,0	55,8
Charbon	22,8	16,3
Gaz <sup>(4) (5)</sup>	0,3	0,03
Renouvelables <sup>(6)</sup>	0,4	0,2
Nombre d'employés <sup>(7)</sup>	15 153	15 536
Taux d'incident <sup>(8)</sup>	1,58	NC

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N-1.

(2) Les chiffres indiqués représentent 100 % de la capacité nucléaire et de la production nucléaire, réparties à 80/20 entre EDF Energy et Centrica.

(3) La capacité du charbon représente une « capacité d'entrée de connexion ».

(4) Les chiffres 2012 et 2011 ne comprennent pas la centrale de Sutton Bridge à la suite de l'application des Accords de gestion séparée (voir section 6.3.1.7.4 (« Engagements consécutifs au règlement de la Commission européenne sur les concentrations (« EMCR ») »)). Les chiffres de 2012 et de 2011 relatifs au gaz comprennent une capacité de programmes de cogénération.

(5) Incluant la nouvelle centrale à cycle combiné, West Burton B, qui est connectée au réseau pour les activités de mises en services.

(6) En cas de détention de plus de 50 % des actifs, les capacités présentées sont 100 % de la capacité installée et de la production.

(7) Intègre les salariées en congé maternité.

(8) Taux d'accident : nombre annuel total des accidents du travail avec arrêt de travail, décès, blessures traitées au travail (hors premier soins) / nombre d'heures travaillées. Le ratio inclut les salariés, les intérimaires et les CDD et exclut l'entité EDF Energy Renewables.

### 6.3.1.4 Les engagements de développement durable

Les engagements de développement durable (*Sustainability Commitments*) constituent un ensemble d'objectifs visant à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et les quantités de déchets et à créer une référence en termes de responsabilité citoyenne et sociétale, de service clients et de production d'énergie nucléaire faiblement carbonée. Six des engagements de développement durable

Afin de réaliser ses ambitions stratégiques, le développement et la conservation des talents constituent des objectifs centraux. D'importants investissements ont été réalisés dans la formation et le développement de carrière de ses salariés à tous les niveaux de l'entreprise grâce à son projet de Campus. EDF Energy a l'intention de recruter plus de 4 000 personnes hautement qualifiées entre 2012 et 2015. 1 335 personnes ont été recrutées durant l'année 2012.

### 6.3.1.3 Les résultats opérationnels

En 2012, EDF Energy a fourni 51,6 TWh (contre 52,8 TWh en 2011) d'électricité et 31,1 TWh (contre 25,7 TWh en 2011) de gaz à des clients résidentiels, industriels et commerciaux. Fin 2012, le Groupe comptait 5,8 millions de comptes client (contre 5,8 millions en 2011), principalement des clients particuliers (5,5 millions), et 0,3 million de comptes clients petites, moyennes et grandes entreprises.

Au 31 décembre 2012, huit centrales nucléaires et deux centrales au charbon sont en exploitation et ont produit sur l'année un total de 82,7 TWh (72,1 TWh en 2011) d'électricité, soit environ un cinquième de la production du Royaume-Uni.

2012 représente la meilleure année en termes de sécurité, avec une baisse d'environ 12 % des accidents par rapport à 2011. Le taux d'accident pour des salariés et des intérimaires est à 1,58 accident par million d'heures travaillées.

devaient être réalisés pour 2012, deux l'ont été dès 2011. Le premier de ces objectifs a permis à 2,5 millions de jeunes en Grande-Bretagne de participer aux initiatives pour le développement durable proposées par EDF Energy dans plusieurs écoles du pays, le deuxième objectif a permis la réduction de 20 % ses émissions de carbone liées au transport de la société. Ces engagements prévoient par ailleurs la réduction de 30 % des émissions de CO<sub>2</sub> provenant des bureaux commerciaux et l'engagement des salariés dans le développement durable. Des progrès constants ont été réalisés tout au long

de l'année 2012 sur ces deux engagements grâce aux investissements réalisés en faveur de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> des bureaux commerciaux. Le niveau d'engagement des salariés a atteint un niveau élevé en 2012 et devrait encore progresser grâce aux nouveaux objectifs de développement durable qui seront déployés en 2013.

### 6.3.1.5 Les engagements en tant qu'employeur

EDF Energy emploie plus de 15 000 personnes. Le sondage mené auprès des employés en 2012 montre un niveau d'investissement plus élevé que la moyenne au Royaume-Uni et par rapport aux autres entreprises du secteur. Environ 87 % des employés ont participé à l'enquête.

Les objectifs, portant sur la santé, la sécurité et le bien être au travail, ainsi que sur la diversité, les programmes de formation et de développement des employés, sont considérés comme des moteurs essentiels de la performance et de la culture d'entreprise d'EDF Energy. 93% des employés considèrent que la santé et la sécurité sont une priorité. EDF Energy a obtenu la récompense « Diversity Works for London Gold Standard » en novembre 2012. Par ailleurs, le Campus, centre de formation d'EDF Energy ouvrira ses portes en 2013 dans le Somerset.

Les changements nécessaires à l'évolution de l'entreprise sont menés en partenariat avec les représentants du personnel et les syndicats. Ils font l'objet d'une large communication et diffusion, ainsi que d'un accompagnement aux salariés concernés.

### 6.3.1.6 London 2012 – Jeux olympiques et paralympiques

EDF a été le partenaire officiel et le fournisseur officiel d'électricité pour les Jeux olympiques et paralympiques 2012.

EDF Energy a fourni le parc olympique en électricité faiblement carbonée : 80 % produits par des centrales nucléaires et 20 % d'origine renouvelable.

EDF a bénéficié de la plus grande exposition en tant que partenaire pendant quatre mois d'affilée<sup>1</sup>. La campagne « L'Énergie de la nation » (*Energy of the Nation*), conduite par EDF Energy et réalisée sur le *London Eye* pendant les Jeux, a placé le partenariat d'EDF Energy à un niveau majeur.

### 6.3.1.7 Structure d'EDF Energy

Le Groupe est organisé en trois divisions principales : la Division Approvisionnements en Énergie et Gestion Clients (*Energy Sourcing and Customer Supply*), la Division Production Nucléaire (*Nuclear Generation*) et la Division Nouveau Nucléaire (*Nuclear New Build*).

Centrica plc. (« Centrica ») détient depuis 2009 une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, la société détenant les actifs de la division *Nuclear Generation*. Centrica détenait aussi une participation de 20 % dans NNB Holding Company Limited, société créée pour prendre en charge les activités de prédéveloppement du programme de construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni. Le 4 février 2013, Centrica a annoncé sa décision de ne pas participer au programme du nouveau nucléaire au Royaume-Uni. Cette décision n'a pas de conséquence sur le partenariat entre les deux entreprises dans le nucléaire existant.

#### 6.3.1.7.1 Division Approvisionnement en Énergies et Gestion Clients (« ESCS »)

La division ESCS est chargée de maximiser la valeur à long terme du portefeuille de clients résidentiels et commerciaux, des actifs de stockage de gaz et des actifs de production d'énergie à partir de combustibles fossiles et de sources d'énergie renouvelables, et d'optimiser l'exposition aux variations de prix des marchés de l'énergie, dans le respect de son mandat de risques. Cette division emploie environ 8 000 personnes.

ESCS optimise les risques inhérents au marché de gros pour le compte de l'ensemble des entités britanniques et tire avantage de la combinaison des activités de production-approvisionnement en énergie et de fourniture aux clients.

### Approvisionnement énergétique

#### Production nucléaire

L'énergie produite par le parc nucléaire britannique est vendue par le biais de transactions intragroupes entre *Nuclear Generation* et ESCS, afin de permettre l'optimisation centralisée de l'exposition sur les marchés de gros. Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue directement à Centrica à un prix évoluant sur la base des prix Heren, conformément aux accords conclus avec cette entreprise.

#### Production d'énergie thermique et stockage de gaz

L'activité de production opérationnelle au sein d'ESCS (qui exclut la production d'énergie nucléaire (*Nuclear Generation*) et Sutton Bridge) 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 ;
- West Burton : située dans le Nottinghamshire, West Burton est une centrale thermique fonctionnant au charbon d'une capacité totale de 2 052 MW, constituée de quatre unités à charbon et de deux turbines au gaz à circuit ouvert de 20 MW chacune. La dernière unité a été mise en service en 1970.

Au total, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, les centrales de Cottam et de West Burton ont produit 22,8 TWh d'électricité, un des plus hauts niveaux de production atteint grâce à une très bonne disponibilité et à des *dark spreads* très élevés.

EDF Energy détient également un site de cogénération (énergie et chaleur) d'une capacité de production totale de 1,4 MW, un contrat d'exploitation et de maintenance pour un site de cogénération de 9,0 MW et une participation de 18,6 % dans la centrale de Barking, située dans la région de Londres.

Enfin, à West Burton dans le Nottinghamshire, une nouvelle centrale à gaz à cycle combiné (« CCG »), d'une capacité de plus de 1 300 MW et composée de trois unités de 435 MW chacune, est en construction, dont l'exploitation commerciale devrait démarrer progressivement durant l'année 2013. Le 4 février 2013, l'unité 2 a commencé des tests de fiabilité.

Le 29 juin 2012, la vente de la société District Energy (« DE ») à UK Power Reserve Limited (« UKPR ») a été finalisée. DE détenait quatre turbines à gaz dans le Kent, le Somerset et en Galles du Sud.

Par ailleurs, une installation de stockage de gaz à cycle court est en cours de construction, en parallèle avec l'installation existante d'EDF Trading de Hole House, dans le Cheshire. Deux cavités d'un total de 9,6 millions de thermies ont été mises en service et débiteront leurs opérations commerciales en 2013. Jusqu'à huit autres cavités pourront être mises en service d'ici 2017.

#### Énergies renouvelables

Par l'intermédiaire d'EDF ER (EDF Energy – Energy Renewables), une coentreprise constituée entre EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles, EDF Energy développe ses actifs éoliens terrestres et en mer signe des contrats d'achat d'énergie (*Power Purchase Agreement*) avec des producteurs d'énergies renouvelables et soutient des projets indépendants. Cette approche équilibrée lui permet d'assurer l'atteinte de ses quotas « RO » (*Renewables Obligations*), quotas obligatoires de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables imposés aux producteurs britanniques. Le système des RO a fait l'objet de plusieurs réformes, la date de fin d'application prévue initialement en 2027 a été prorogée en 2010 à 2037 pour les nouveaux projets.

1. Source : Ipsos, Olympic sponsorship Tracker Report, septembre 2012.

Au cours de l'année 2012, le portefeuille opérationnel des énergies renouvelables a augmenté de 36 MW, avec la mise en exploitation du parc éolien de Green Rigg au dernier trimestre 2012. Fin 2012, EDF ER exploitait 21 parcs éoliens d'une capacité totale de 304 MW, situés principalement dans le nord de l'Angleterre et en Écosse.

De plus, EDF ER totalise une capacité en cours de construction de 225 MW, via notamment trois parcs éoliens terrestres (Fallago Rig, Boundary Lane et Glassmoor), ainsi que son premier parc éolien en mer, Teesside. Ce dernier, d'une capacité installée de 62 MW, devrait entrer en exploitation au premier semestre 2013.

Par ailleurs, EDF Energy est aussi impliqué dans deux autres joint-ventures dans le domaine de la production d'énergie renouvelable :

- avec Eneco, un acteur néerlandais, afin de développer un projet de parc éolien en mer situé à l'ouest de l'île de Wight. Le projet « Navitus Bay » s'inscrit dans le cadre du « Round 3 Offshore » régi par *The Crown Estate* et aura une capacité estimée de 900 MW à plus de 1 100 MW ; et
- AMEC, une entreprise de construction, afin de développer un projet de parc éolien terrestre à Stornoway sur l'île de Lewis en Écosse. Ce projet de plus de 130 MW a reçu l'approbation du gouvernement écossais en septembre 2012.

### Optimisation et gestion des risques

#### Principes généraux

Les politiques relatives aux achats d'énergie et à la gestion des risques s'inscrivent dans le cadre des politiques du groupe EDF. Elles s'assurent que les activités sont optimisées et que ses services soient livrés à un prix compétitif tout en limitant le risque de volatilité sur ses marges. EDF Energy achète et vend de l'électricité, du gaz, du charbon et d'autres matières premières sur les marchés de gros afin de satisfaire les besoins de ses centrales de production et de ses clients.

#### Approvisionnement en électricité

L'approvisionnement, au-delà de la production propre, en électricité est réalisé au travers d'accords d'achat d'énergie principalement avec les producteurs d'électricité renouvelable et de cogénération. En 2012, les achats au travers de tels accords se sont élevés à approximativement 2,8 TWh.

La position nette vendeur sur les marchés de gros pour les volumes livrables en 2012 a été d'environ 18 TWh (incluant les ventes structurées).

#### Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO<sub>2</sub>

Des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers), ainsi que de droits d'émissions de CO<sub>2</sub>, ont été conclus afin de couvrir les besoins en combustible des centrales électriques et des clients britanniques consommateurs de gaz.

Ces achats de charbon et de droits d'émissions de CO<sub>2</sub> se fondent sur les prévisions de production de ses actifs de production charbon et gaz et sur les niveaux cibles des stocks minimums. En 2012, le charbon acheté provenait à parts égales du Royaume-Uni et de sources étrangères acquises par EDF Trading.

La division ESCS a besoin de gaz pour approvisionner son portefeuille de clients résidentiels, ses centrales gaz à circuit ouvert (« OCGT ») et sa nouvelle centrale West Burton B à cycle combiné gaz (« CCG »). Actuellement, ESCS s'approvisionne en gaz sur le marché de gros au travers principalement d'achats principalement à terme effectués par EDF Trading.

### Approvisionnement des clients

Les ventes d'énergie se font sur deux principaux segments de clients : les clients résidentiels, *Business to Customer* (« B2C »), et les clients commerciaux, *Business to Business* (« B2B »), la taille des clients entreprises allant des grandes entreprises industrielles aux petites entreprises privées.

Les stratégies de gestion des risques sont différentes pour chacun de ces deux segments.

Fin décembre 2012, EDF Energy comptait 3,9 millions de clients et 5,8 millions de comptes client sur ces deux segments. Au cours de l'année, EDF Energy a fourni 17 TWh d'électricité à 3,5 millions de comptes B2C et à 203 195 comptes PME (petites et moyennes entreprises), ainsi que 35,0 TWh<sup>1</sup> d'électricité à 108 300 comptes B2B grandes entreprises. EDF Energy a également fourni 30,9 TWh de gaz à 2 millions de comptes client B2C en 2012.

#### B2C

Les tarifs B2C tendent à suivre l'orientation générale des prix de marché sur le long terme, mais ne reflètent pas leur volatilité à court terme. Ceci résulte d'une stratégie de couverture qui lisse efficacement la volatilité du marché et qui est considérée comme un facteur de compétitivité fondamentale pour tous les fournisseurs d'électricité et de gaz au Royaume-Uni.

Le 26 octobre 2012, l'organisme britannique de régulation des marchés de l'électricité et du gaz, l'Ofgem, a publié un rapport détaillé sur le marché B2C de l'énergie (*Retail Market Review – « RMR »*), dans le but de permettre aux consommateurs de choisir la meilleure offre disponible et de rétablir la confiance dans les acteurs du marché de l'énergie. Pour ce faire, il est demandé aux fournisseurs d'énergie de simplifier leurs offres et d'améliorer l'information sur les prix, les produits et les économies potentielles, et de traiter plus équitablement les clients dans le cadre d'un code de conduite désormais partie intégrante des licences de fourniture d'énergie. Ces propositions sont conformes aux ambitions propres d'EDF Energy résumées dans la charte d'« Engagements clients pour une offre simple, équitable » et un meilleur niveau de service qui visent à reconquérir la confiance de nos clients. Sous réserve des résultats de la consultation obligatoire lancée par l'Ofgem auprès des fournisseurs d'énergie, le régulateur souhaite que ces propositions entrent en vigueur au cours du second semestre 2013. EDF Energy a d'ores et déjà anticipé la plupart des changements envisagés et sera au premier rang des énergéticiens britanniques pour la mise en place et le respect des exigences liées à ces modifications.

EDF Energy a été le premier des grands fournisseurs d'énergie à annoncer une baisse de ses prix en janvier 2012, en réduisant les prix du gaz de 5 % pour ses clients en février. Une deuxième vague de changement de prix a eu lieu à partir d'août sur le marché britannique, conséquence notamment de nouvelles hausses significatives des coûts environnementaux et d'utilisation des réseaux, associés à des mouvements haussiers des prix sur les marchés de gros de l'énergie. Le 26 octobre 2012, le Groupe a aussi été le cinquième des six fournisseurs principaux à annoncer une hausse de ses prix de 10,8 % (en moyenne) pour le gaz et l'électricité. De plus, au cours de l'année 2012, l'offre « Blue+ Price Promise » a été lancée, permettant de bénéficier de prix fixe pour une période déterminée. Ce produit innovant s'appuie sur la production bas carbone issue du nucléaire, une promesse d'alerte sur les mouvements de prix des compétiteurs, l'absence de frais de résiliation et la sécurité de prix fixés pour plus d'un an, avec des récompenses chaque mois et la promesse de prévenir le client si la concurrence lance un produit moins cher de 52 livres sterling par an, c'est-à-dire 1 livre par semaine. Depuis le lancement de la première offre « Blue+ Price Promise » en avril 2012, plus de 1 million de clients ont opté pour cette offre.

Enfin, EDF Energy a continué à faire référence dans la protection des clients en difficulté. C'est le seul fournisseur s'engageant à faire bénéficier automatiquement des tarifs les plus bas disponibles aux clients en difficulté identifiés par le gouvernement britannique. Cette stratégie de confiance, de transparence et d'équité a permis d'accroître son portefeuille de clients résidentiels au cours de 2012, totalisant plus de 5,5 millions de comptes clients, le plus haut niveau jamais atteint en fin d'année.

Au cours de l'année 2012, la totalité de son portefeuille B2C a été transférée avec succès sur une nouvelle plateforme de gestion clientèle qui permettra d'améliorer la relation clientèle tout en réduisant le coût par client.

Les taux de résiliation d'abonnements sur le marché B2C du Royaume-Uni sont restés relativement élevés par rapport aux autres pays, même si

1. Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N-1.

une tendance à la baisse a été constatée depuis 2008, année record. Fin septembre 2012, 16,2 millions (62 %) de consommateurs d'électricité B2C du Royaume-Uni et 12,7 millions (58 %) de consommateurs B2C de gaz du Royaume-Uni avaient quitté leur fournisseur d'origine au moment de la libéralisation du marché<sup>1</sup>.

### Compteurs intelligents

Les fournisseurs d'énergie britanniques ont pour obligation de déployer le programme d'installation de compteurs intelligents du gouvernement visant 97 % des clients résidentiels et des petites entreprises d'ici à 2019. À ce titre, ESCS va devoir installer des compteurs intelligents, ainsi que des plateformes de communication et des dispositifs d'affichage, pour ses 3,9 millions de clients résidentiels et petites entreprises. Ce programme a pour ambition de permettre aux clients de réduire leur consommation d'énergie, de faire baisser les émissions de CO<sub>2</sub> des utilisateurs finaux et de dégager des économies pour les fournisseurs grâce à une facturation et à des relevés de compteurs plus efficaces.

L'installation de compteurs intelligents a commencé par le lancement d'une série d'essais et de projets pilotes visant à tester la technologie avec UK Power Networks, dans le cadre du projet *Low Carbon London*.

### Objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (Carbon Emissions Reduction Targets – « CERT ») et Programmè d'économies d'énergie (Community Energy Saving Programme – « CESP »)

EDF Energy a pour obligation de participer au programme gouvernemental de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (*Carbon Emission Reduction Targets*, « CERT »), qui vise à réduire l'empreinte carbone des logements en favorisant les solutions énergétiques à faible émission. Le CERT a été prolongé jusqu'en décembre 2012, augmentant ainsi l'objectif de réduction d'émissions de dioxyde de carbone à 293 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> pour l'ensemble des fournisseurs. L'obligation liée au CERT était de 31 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, et cet objectif a été atteint dans le délai imparti. Plus de 900 000 dispositifs d'isolation ont été installés au travers de tout le pays, permettant aux foyers de conserver la chaleur et réduisant les factures. Sur le nombre total de dispositifs d'isolation installés, 430 000 ont été installés dans des foyers qualifiés de « groupe prioritaire », comprenant les personnes âgées de plus de 70 ans et recevant une aide de l'État du fait de leur faible niveau de revenu ; et 80 000 ont été installés dans des foyers qualifiés de « groupe super-prioritaire », incluant de plus les foyers avec des enfants âgés de moins de cinq ans ou avec une personne handicapée. Le groupe est également tenu de participer au programme gouvernemental d'économie d'énergie communautaire (*Community Energy Saving Program* – « CESP »), qui demande aux fournisseurs de gaz et d'électricité ainsi qu'aux producteurs d'électricité de prendre des mesures permettant des économies d'énergie aux consommateurs résidentiels dans certaines zones à faible revenu. Là aussi, l'objectif fixé par cette obligation a été atteint dans les délais impartis, et plus de 24 000 dispositifs d'isolation ont été installés.

Les programmes CERT et CESP ont pris fin en 2012 et ont été remplacés par l'*Energy Company Obligation* (« ECO »).

### B2B

La division B2B est le fournisseur le plus grand en volume du marché industriel et commercial du Royaume-Uni, approvisionnant 36,8 TWh et représentant 20 % du marché de l'électricité<sup>2</sup>. Cette division fournit une gamme étendue de clients du marché industriel et commercial incluant le secteur public, des clients multisites, de grands sites industriels et des petites et moyennes entreprises.

Des contrats importants ont été remportés durant l'année 2012. EDF Energy est notamment devenu l'unique fournisseur d'électricité du gouvernement écossais (*Scottish Procurement Services*), faisant ainsi suite au contrat de fourniture gagné avec le gouvernement britannique conclu en 2011.

De plus, B2B a signé des contrats de fourniture d'énergie pour plusieurs sites iconiques dans le cadre des Jeux olympiques 2012. Ainsi, *Tower Bridge*, *London Eye* et le stade olympique ont été fournis en énergie grâce à l'offre « Blue », qui permet une fourniture d'énergie faiblement carbonée provenant

de nos centrales nucléaires. Plus récemment, la signature d'un accord de 10 ans de fourniture de 3,2 TWh d'électricité faiblement carbonée par un avec *Network Rail* (un réseau ferroviaire qui transporte trois millions de passagers et 10 000 tonnes de fret par jour) a été annoncée. Ceci démontre que la division B2B continue à être bien implantée dans les segments grands clients national et grands clients multisites en Grande-Bretagne.

Cependant, la concurrence sur les secteurs industriels et commerciaux demeure forte, comme le montre l'érosion constante des parts de marchés grands comptes, l'arrivée de nouveaux entrants et l'augmentation de l'influence des intermédiaires. Ceci entraîne une pression accrue sur le niveau des marges. Afin de répondre à cela, B2B met l'accent sur la création de valeur additionnelle pour les clients, au travers notamment de fourniture de solutions bas carbone et de services à l'énergie.

B2B continue par ailleurs d'améliorer ses produits, ses processus et ses systèmes afin de faire progresser la relation et la satisfaction client. En particulier, la division travaille sur la mise en service d'une nouvelle plateforme de tarification, de facturation, et de relève des compteurs. La migration de l'ensemble des clients sur cette nouvelle plateforme se fera sur plusieurs phases tout au long de l'année 2013.

### 6.3.1.7.2 Division Production Nucléaire

EDF Energy possède et exploite huit centrales nucléaires d'une capacité totale de 8 741 MW. La division *Nuclear Generation* emploie plus de 5 500 personnes.

#### Technologie du parc de production nucléaire

Sept des huit centrales nucléaires 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 (Sizewell B) étant une centrale à réacteur à eau pressurisée (« REP »). Chacune des centrales RAG a deux réacteurs et deux turbines, le REP comprenant quant à lui un réacteur et deux turbines.

Si le modèle RAG est spécifique au Royaume-Uni, le modèle REP est le type de réacteur le plus fréquent dans le monde. Un modèle RAG diffère d'un modèle REP :

- 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 précontraint 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. Le RAG utilise du dioxyde d'uranium enrichi encastré dans une enveloppe d'acier comme combustible et du CO<sub>2</sub> comme fluide caloporteur ;
- le REP est quant à lui contenu dans une cuve à pression en acier rempli d'eau sous pression qui agit comme modérateur et fluide caloporteur. La cuve du réacteur se situe derrière les boucliers biologiques constitués par les murs en béton, au sein d'un bâtiment de confinement en béton armé revêtu d'acier. 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 nucléaire (en particulier la construction, l'exploitation et le démantèlement des installations nucléaires ainsi que la protection des travailleurs et du public contre les rayons ionisants), au marché de l'électricité et à l'environnement.

#### Sûreté

La sûreté constitue la plus grande priorité et, parmi toutes les responsabilités assumées, aucune n'est plus importante que la protection du public, de l'environnement et des employés. Une culture de sûreté solidement ancrée constitue un avantage crucial pour atteindre ces objectifs. Dans cette optique, EDF Energy poursuit ses efforts en matière d'entraînement et de formation de ses équipes.

1. Source : Département de l'énergie et du changement climatique, Prix trimestriels de l'énergie, décembre 2012.

2. Cornwall Energy Associates, 31 octobre 2012.

L'importance réelle et potentielle d'incidents nucléaires individuels est classée 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 ». Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, aucun incident nucléaire n'a été classé au-delà du niveau 1 (type « anomalie ») et il a été enregistré 12 incidents de niveau 1.

Des procédures strictes sont appliquées pour réduire le plus possible et contrôler les doses de radiation reçues par les employés et les sous-traitants de toutes les centrales nucléaires existantes. Tout salarié pénétrant dans une zone radiologique, dont l'accès est contrôlé, reçoit un dosimètre électronique personnel mesurant les doses de radiation et prévenant la personne en cas de dépassement des niveaux des doses prédéterminés.

La dose limite légale de radiation, mesurée en millisieverts (mSv), est de 20 mSv par an. Au cours de l'année civile 2012, la dose individuelle reçue par tous les employés des sites nucléaires britanniques existants a été de 0,061 mSv. La dose individuelle la plus forte reçue est de 8,2 mSv en 2012.

### Conséquences de l'accident Fukushima sur la production nucléaire

À la suite des événements ayant eu lieu à Fukushima en 2011, l'autorité de sûreté nucléaire (*Office for Nuclear Regulation* – « ONR ») a réalisé une revue indépendante des centrales nucléaires au Royaume-Uni et a conclu que « les centrales nucléaires au Royaume-Uni ne présentent aucune faiblesse importante ». Ces résultats ont été corroborés par le Programme en réponse au séisme japonais (« JER »), qui consistait en une revue interne de l'ensemble du parc de centrales nucléaires démontrant qu'« il n'y a pas de problème de sûreté nucléaire pour des événements restant dans le cadre des spécifications de conception ». Plus de 18 mois après l'accident, EDF Energy est toujours engagé dans une démarche de renforcement des capacités de son parc de huit centrales nucléaires pour qu'elles supportent et se rétablissent d'un événement naturel extrême. Le processus de revue du parc durant cette période a apporté des informations tant à l'ONR qu'à l'ENSREG (groupe européen des régulateurs en sûreté nucléaire). La Division Production Nucléaire s'est concentrée sur l'analyse des marges de sûreté actuelles et l'étude d'une large gamme d'options d'amélioration supplémentaire. Elle s'engage à continuer les revues opérationnelles pour tirer les leçons de l'événement de Fukushima et à répondre aux demandes

Les durées d'exploitation obtenues des centrales électriques du parc nucléaire existant (telles que formellement enregistrées par la société et approuvées par la NDA) ainsi que les dates de fermeture correspondantes sont présentées dans le tableau suivant :

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation Obtenue	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture	Examens périodiques de sûreté <sup>(1)</sup>
Hinkley Point B	RAG	Février 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Hunterston B	RAG	Février 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Dungeness B	RAG	Avril 1983	35 ans	10 ans	2018	2018
Heysham 1	RAG	Juillet 1983	35 ans	10 ans	2019	2019
Hartlepool	RAG	Août 1983	35 ans	10 ans	2019	2019
Torness	RAG	Mai 1988	35 ans	10 ans	2023	2020
Heysham 2	RAG	Juillet 1988	35 ans	10 ans	2023	2020
Sizewell B	REP	Février 1995	40 ans	–	2035	2015

(1) Date de réponse prévue de l'ONR.

Comme le montre le tableau, les durées d'exploitation retenues des centrales à RAG ont été prolongées d'une durée allant de 10 à 22 ans par rapport à leurs durées d'exploitation initiales. Ces prolongations ont été approuvées après les évaluations techniques et financières nécessaires et ont reçu les autorisations correspondantes.

EDF Energy a annoncé, en février 2012, son intention d'obtenir des extensions de durée d'exploitation pour toutes ses centrales nucléaires, sous réserve du respect de conditions de sûreté et économiques. C'est dans cette perspective qu'a été mis en place un programme relatif à la durée d'exploitation des centrales : sur la base d'un examen technique de la durée d'exploitation

de l'ONR et de l'ENSREG, tout en participant aux revues menées par WANO au niveau des sites et du siège. La « phase de livraison », correspondant à la réalisation, sur l'ensemble du parc, des améliorations qui ont été approuvées, a débuté. Le programme JER a fourni une solution totalement intégrée d'améliorations de la résilience sur site en renforçant la capacité d'absorption des événements naturels extrêmes. Il a également entraîné l'achat d'équipement de secours et renforcé les dispositions d'urgence en complément des procédures actuelles.

### Durée d'exploitation des centrales

La durée de vie potentielle de chacune des centrales est déterminée principalement par la capacité de la centrale en question à maintenir un dispositif de sûreté conforme aux termes de la licence du site nucléaire d'un point de vue à la fois technique et financier. Toute décision prise visant à allonger la durée d'exploitation d'une centrale nucléaire au-delà de la date d'arrêt initialement prévue est fondée, en grande partie, sur une combinaison de facteurs économiques et d'études d'ingénierie portant sur les questions de processus techniques et de sûreté. L'allongement des durées d'exploitation nécessite l'accord de la *Nuclear Decommissioning Authority* (« NDA ») dans le cas où cet allongement se traduirait par une augmentation des coûts d'exécution des obligations de démantèlement tels que définis dans le *Nuclear Liabilities Funding Agreement*, accord signé lors de la restructuration de British Energy.

L'adéquation du dispositif de sûreté de chaque centrale fait l'objet d'une confirmation à chaque arrêt programmé, en vue de la période suivant cet arrêt. Cette confirmation est obtenue après qu'ont 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 l'ONR qui doit donner officiellement son accord, conformément à la licence du site nucléaire, avant que les réacteurs concernés ne puissent être redémarrés. Un réacteur ne peut fonctionner après un redémarrage que pendant la période déterminée par le nouveau dispositif de sûreté. Cette période est normalement de 3 ans pour les centrales de type RAG et de 18 mois pour la centrale de type REP.

De plus, un examen périodique de sûreté doit être accompli tous les dix ans pour chaque centrale. Cet examen doit lui aussi être approuvé par l'ONR pour que l'exploitation de la centrale puisse continuer.

potentielle des centrales, lequel s'est achevé en 2011, et sous réserve des révisions et autorisations nécessaires, il est prévu de prolonger la durée d'exploitation des centrales britanniques en moyenne de 7 ans pour le parc de centrales de type RAG, (y compris les prolongations de 5 années supplémentaires de durée d'exploitation déjà obtenues en décembre 2010 pour Hartlepool et Heysham 1) et de 20 ans pour la centrale Sizewell B.

En décembre 2012 a été rendue publique la décision de prolonger de sept ans l'exploitation des centrales de Hinkley Point B et Hunterston B, après avoir réalisé les évaluations techniques, de sûreté et financières nécessaires et obtenu les autorisations externes correspondantes. Cette décision reporte la date de

fermeture officielle de ces deux centrales à 2023 et correspond aux attentes du programme d'extension de durée de vie des centrales nucléaires. Les études complètes visant à prolonger la durée d'exploitation des autres centrales seront effectuées au minimum trois ans avant la date prévue de fermeture de chacune d'entre elles, la prochaine centrale concernée est Dungeness B.

### Capacité et production

Le tableau ci-dessous indique les capacités actuelles et la production des deux dernières années de chacune des centrales du parc de production nucléaire.

Centrales électriques	Capacité (en MW) <sup>(1)</sup>	Production <sup>(2)</sup> (en TWh) Exercice clos le 31 décembre	
		2012	2011
<b>Centrales électriques RAG</b>			
Dungeness B	1 040	4,1	1,3
Hartlepool	1 180	8,8	7,4
Heysham 1	1 160	6,6	8,6
Heysham 2	1 220	9,4	8,5
Hinkley Point B	870	6,3	6,1
Hunterston B	890	6,9	6,3
Torness	1 190	8,6	9,0
<b>Centrale électrique REP</b>			
Sizewell B	1 191	9,3	8,6
<b>TOTAL</b>	<b>8 741</b>	<b>60,0</b>	<b>55,8</b>
<b>FACTEUR DE CHARGE <sup>(3)</sup></b>		<b>78 %</b>	<b>73 %</b>

(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 indiquées reflètent les prévisions de production d'énergie de référence des unités à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2012. Tout particulièrement, les centrales de Hinkley Point B et de Hunterston B ont été ajustées pour refléter la prévision d'exploitation compte tenu d'une charge d'environ 70 %, du fait des restrictions relatives à la température de la chaudière.

(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts planifiés, non planifiés et pour rechargement 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.

### Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

La production du parc de la Division Production Nucléaire pour l'exercice annuel clos le 31 décembre 2012 s'est élevée à 60,0 TWh, conformément à l'objectif de performance visant à atteindre une production nucléaire supérieure à 55 TWh, et supérieure de 4,2 TWh à la production 2011 (55,8 TWh). Cette augmentation reflète les améliorations dans l'installation d'acheminement du combustible à Dungeness B, la résolution du problème de limitation de la température du *hot box dome* du réacteur 2 de Heysham 1, ainsi que la réduction de la durée du programme d'arrêts réglementaires.

Au cours de 2012, un plan d'arrêts programmés a été mis en œuvre sur le parc de production nucléaire. Des arrêts réglementaires ont été réalisés sur le réacteur 22 de Dungeness B, le réacteur 2 de Heysham 1, le réacteur 3 de Hinkley Point B, le réacteur 3 de Hunterston B et le réacteur 2 de Torness. Ce programme d'arrêts atteste de la priorité accordée aux investissements pour améliorer la fiabilité à long terme et l'exploitation sécurisée du parc de production nucléaire, en ciblant de manière proactive les investissements destinés à assurer la fiabilité des équipements et à réduire les risques de pertes de production à l'avenir.

### État des centrales

#### Dungeness B

À la suite des travaux menés en 2011 sur l'installation d'acheminement du combustible, qui offre la possibilité d'enlever les combustibles usés des réacteurs et d'introduire du nouveau combustible, les deux unités de Dungeness B avaient la possibilité de fonctionner à pleine capacité en 2012.

#### Réacteur 2 de Heysham 1

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 surface d'une partie interne du réacteur (*hot box dome*). À la suite de cette modification visant à créer des circuits de refroidissement supplémentaires, et de l'analyse complémentaire permettant d'apporter des améliorations en

termes de précision au calcul des températures de la surface supérieure du *hot box dome*, le réacteur 2 de Heysham 1 avait la possibilité de fonctionner à pleine capacité en 2012.

### Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales – accords de restructuration du groupe British Energy

Des accords ont été conclus initialement le 14 janvier 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2002 sous l'égide du gouvernement britannique pour stabiliser la situation financière de l'ancien groupe British Energy, ci-après dénommé EDF Energy Nuclear Generation Group.

En vertu de ces accords de restructuration :

- le Fonds pour les engagements nucléaires (*Nuclear Liabilities Fund*, « NLF »), organisme indépendant constitué par le gouvernement britannique dans le cadre de l'exercice de restructuration, a accepté de financer, sur les instructions du Secrétaire d'État, dans la limite de ses actifs : (i) les passifs nucléaires potentiels ou latents éligibles (y compris les passifs liés à la gestion des combustibles usés à la centrale de Sizewell B) et (ii) les coûts de démantèlement éligibles liés aux centrales nucléaires existantes détenues et exploitées par EDF Energy Nuclear Generation Group ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell B) et les coûts de mise hors service éligibles, dans les deux cas en relation avec les centrales nucléaires existantes détenues et exploitées par EDF Energy Nuclear Generation Group, dans la mesure où ils excèdent les actifs du fonds 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 (y 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 EDF assume le financement de certains passifs exclus ou non éligibles (principalement les passifs qui proviendraient d'une exploitation des centrales qui ne seraient pas conformes aux règles de sécurité et de prudence) et les obligations potentielles connexes au titre de ces passifs de ses filiales relevant du NLF et du Secrétaire d'État. Celles-ci sont contre garanties par les principales filiales d'EDF Energy Nuclear Generation Group.

Certaines sociétés d'EDF Energy Nuclear Generation Group, dont EDF Energy Nuclear Generation Limited, ont conclu un accord distinct avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (« NDA ») pour la gestion des combustibles usés provenant de l'exploitation, à compter du 15 janvier 2005, des centrales de type RAG et ne supportent aucune responsabilité quant à ces combustibles après leur transfert sur un site de traitement à Sellafield.

Le Secrétaire d'État et EDF ont accepté des avenants limités aux accords de restructuration en relation avec l'acquisition d'EDF Energy Nuclear Generation Group 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 EDF Energy Nuclear Generation Group, ses filiales et entités affiliées ; en conséquence, ces droits et obligations ne sont pas étendus à EDF ni à ses autres filiales et entités affiliées. Les avenants n'ont pas d'impact sur les engagements contractuels de financement établis par le Secrétaire d'État ou le NLF à l'égard d'EDF Energy Nuclear Generation Group.

Certains avenants aux accords de restructuration reflètent l'amélioration de la notation financière d'EDF Energy Nuclear Generation Group obtenue postérieurement à l'acquisition. En particulier, EDF Energy Nuclear Generation Group est tenu de maintenir une réserve de trésorerie minimum. Les avenants ont réduit le niveau minimal de cette réserve à 290 millions de livres sterling. La réserve de trésorerie pourra être réduite à zéro si EDF Energy Nuclear Generation Group obtient et maintient une notation du type investment grade (de première qualité) ou si des lignes de crédit irrévocables d'un même montant sont mises en place entre des institutions financières tierces ou un membre du groupe EDF disposant d'une notation financière de première qualité (du type investment grade) et une composante d'EDF Energy Nuclear Generation Group.

### 6.3.1.7.3 Division Nouveau Nucléaire

#### Activité de la Division Nouveau Nucléaire

Il est envisagé de construire jusqu'à quatre nouveaux réacteurs nucléaires au Royaume-Uni : un double réacteur EPR à Hinkley Point et éventuellement un autre à Sizewell. Ce programme est subordonné à l'obtention des autorisations nécessaires et à la mise en place d'un cadre d'investissement solide.

La sûreté est un point essentiel de la conception de l'EPR. La même technologie EPR est déjà en cours de développement à la nouvelle centrale nucléaire en cours de construction par EDF à Flamanville, en France, et à Taishan, en Chine, dans le cadre d'un accord de partenariat (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » – « L'European Pressurized Water Reactor (« EPR ») et les autres réacteurs »)). L'utilisation de cette même technologie, qui sera adaptée aux exigences du Royaume-Uni, permettra de profiter des avantages, en termes d'efficacité, qu'offre la standardisation de la conception au niveau de la construction et de l'exploitation d'une série de centrales. En décembre 2012, la Division Nouveau Nucléaire a franchi le cap des 2,9 millions d'heures travaillées sans incident, ce qui est remarquable dans un contexte où environ 30 % de ces heures travaillées l'ont été sur les sites de Hinkley Point C (« HPC ») et de Sizewell.

#### Hinkley Point C

##### Planification et état d'avancement des autorisations

D'importants progrès ont été réalisés tout au long de l'année au niveau des permis environnementaux. La demande de permis environnemental WDAP (*Water Discharge Activity Permit*), requis pour la construction de Hinkley Point C (« HPC »), et celles des trois principaux permis environnementaux requis pour son exploitation, ont été déposées au cours de l'été 2011. Le 29 février 2012, le permis WDAP pour le projet HPC a été accordé avec des conditions préalables à son exploitation. En août 2012, l'Agence pour l'environnement (*Environment Agency* – « EA ») a publié des décisions

préliminaires sur les trois permis environnementaux relatifs à l'exploitation de la centrale : le permis RSR (*Radioactive Substances Regulation*) encadrant la sûreté et le contrôle des rejets et de l'élimination de faibles quantités de déchets radioactifs liquides, gazeux ou solides, le permis *Combustion Activity*, qui régit les rejets des groupes électrogènes Diesel de secours, et le permis WDA (*Water Discharge Activity*) qui régit le rejet des eaux de refroidissement et des effluents associés. Avant qu'un RSR (*Radioactive Substances Regulation*) soit accordé pour un nouveau projet de centrale nucléaire, l'article 37 du traité Euratom exige que le gouvernement britannique soumette à la Commission européenne une étude permettant d'établir si le projet peut conduire à une possible contamination radioactive d'un autre pays membres. L'Agence pour l'environnement (« EA ») ne peut pas délivrer un RSR (*Radioactive Substances Regulation*) avant que la Commission ne donne son opinion. Dans le cas de Hinkley Point C (« HPC »), à la suite des soumissions concernant l'article 37 par le gouvernement britannique, la Commission a rendu un avis favorable en février et mai 2012. L'EA a donc conclu son rapport en déclarant : « Nous n'avons aucune raison à ce stade de ne pas délivrer ces trois permis. Nous considérons que les limites et les conditions présentées dans les projets de permis conviennent à la protection de la population et de l'environnement. » La consultation publique au sujet des décisions préliminaires a pris fin le 9 novembre 2012 et, suivant les résultats de la consultation, les trois permis opérationnels ont été délivrés officiellement le 13 mars 2013.

Le *Planning Inspectorate* (PINS) relève du ministère des Autorités et Collectivités locales (*Department for Communities and Local Government*). Il gère les programmes d'appel, les demandes de permis pour les infrastructures nationales, les examens publics de plans de développement local et autres programmes et enquêtes en Angleterre et au Pays de Galles. Le PINS a nommé cinq inspecteurs constituant « l'administration examinatrice » afin d'évaluer la demande de HPC pendant six mois d'examen approfondi, qui ont été finalisés le 21 septembre 2012. L'administration examinatrice a eu alors trois mois pendant lesquels elle a formulé des recommandations dans un rapport remis au Secrétaire d'État (« SoS ») à l'énergie et au changement climatique le 19 décembre 2012.

Le 19 mars 2013, le Secrétaire d'État (« SoS ») à l'énergie et au changement climatique a approuvé le permis de construire (*Development Consent Order*) permettant à EDF Energy d'implanter une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point C.

En août, la Commission européenne a approuvé la programmation des investissements pour HPC conformément à l'article 41 du traité Euratom, concluant qu'ils « répondaient aux objectifs du traité Euratom et contribuaient au développement d'un mix énergétique durable au niveau national ». Dans le cadre du traité, les développeurs de nouvelles centrales nucléaires doivent avertir la Commission de tout projet d'investissement. EDF Energy lui a soumis la documentation en janvier 2010.

Pendant l'été 2012, les demandes autorisant la construction et l'exploitation d'une jetée provisoire ont été acceptées, et les ordonnances correspondantes sont entrées en vigueur. La jetée va jouer un rôle essentiel dans l'acheminement par mer des matériaux de construction vers le site HPC et permettra ainsi de réduire l'impact sur le réseau routier local et les impacts environnementaux associés pendant la période de construction. Dean & Dyball Civil Engineering a été sélectionné en fin d'année pour construire la jetée.

EDF Energy et les municipalités du Somerset ont signé un accord majeur en août 2012, résolvant tous les principaux problèmes soulevés par les municipalités concernant le permis de construire de la centrale nucléaire HPC et prévoyant le versement de près de 100 millions de livres sterling aux communautés locales pour en atténuer l'impact. Conformément à cet accord, appelé « accord de la section 106 en termes d'aménagement », plus de 64 millions de livres sterling seront consacrés à l'aide aux communautés locales et à des services dans les domaines de l'éducation, de la formation, des transports et du logement. Cette somme vient s'ajouter aux 30 millions de livres sterling consacrés aux travaux de préparation du site, en janvier 2012.

##### Accords sur les recettes

Le projet de loi sur l'énergie incluant le contrat pour différence (« CfD ») est une étape importante pour le projet, et la mise en place des réformes annoncées est attendue en 2013 et 2014. De fait, des accords intermédiaires

(un premier document pour le CfD) sont négociés avec le Département à l'énergie et au climat (« DECC ») pour HPC. La conclusion des discussions reste un élément clé pour la décision finale d'investissement (« FID »).

#### **Programme de financement de la déconstruction des centrales**

Dans le cadre de l'*Energy Act* 2008, les exploitants de nouvelles centrales nucléaires ont l'obligation d'avoir mis en place un programme de financement pour la déconstruction (*Funded Decommissioning Programme* – « FDP ») approuvé par le Secrétaire d'État à l'énergie et au changement climatique et ce, avant que la partie de la construction liée à la sûreté ait démarré. L'objectif premier du FDP est de s'assurer que les exploitants prévoient le financement :

- de la totalité des coûts de déconstruction de leurs installations ;
- de leur part des coûts liés à une gestion sûre et sécurisée de leurs déchets, le but étant de se prémunir du risque d'avoir recours à un financement public.

Une version préliminaire du FDP a été déposée en mars 2012 au *Department of Energy and Climate Change* (« DECC »). Une série de discussions avec le DECC, ses conseillers, ainsi que le *Nuclear Liabilities Financing Assurance Board* (« NLFAB ») ont eu lieu. EDF Energy et le DECC travaillent sur une revue globale et un programme de discussion en vue d'obtenir un FDP final à temps pour la décision finale d'investissement. Le 17 décembre 2012, EDF Energy a reçu une lettre du Directeur de l'Office du développement nucléaire (*Office of Nuclear Development*), confirmant que le Secrétaire d'État à l'Énergie et au Changement Climatique (« DECC ») et NNB avaient un accord de principe concernant le FDP.

#### **Évaluation des prototypes standards (« GDA »)**

Le 13 décembre 2012, la Direction britannique de la santé et de la sécurité (*Health & Safety Executive* – « HSE ») a émis une confirmation d'acceptation de conception (*Design Acceptance Confirmation* – « DAC »), et l'Agence pour l'environnement (*Environment Agency* – « EA ») a émis une déclaration d'acceptabilité de conception (*Statement of Design Acceptability* – « SODA ») reconnaissant la conformité de la conception de l'EPR britannique aux exigences des permis de conception, de construction, d'exploitation et de démantèlement d'une centrale nucléaire au Royaume-Uni. Ceci a marqué la fin du processus d'évaluation des prototypes standards (*Generic Design Assessment* – « GDA »), entamé en 2007.

La DAC et la SODA ont été accordées car l'autorité de sûreté nucléaire (*Office for Nuclear Regulation* – « ONR ») et l'EA ont estimé qu'EDF et AREVA avaient résolu de manière satisfaisante les problèmes de GDA restés en suspens après la publication d'une DAC et d'une SODA intermédiaires en juillet 2011. Les travaux effectués pour résoudre ces problèmes se sont déroulés conformément aux plans de résolution formulés. Ils ont demandé un effort très important de la part des requérants (EDF et AREVA) et des organismes de réglementation (ONR et EA). Les obtentions de la DAC et de la SODA constituent des étapes importantes du processus permettant de lancer la construction de l'îlot nucléaire à HPC.

#### **Licence de sites nucléaires**

Depuis la demande de validation de la *Nuclear Safety Line* pour HPC en 2011 et tout au long de 2012, le projet NNB a continué à travailler pour satisfaire les exigences de la Condition de licence (« *License Condition* ») et sur les dispositions organisationnelles nécessaires à la NSL. Au cours de cette période, EDF Energy a par ailleurs assisté l'ONR dans ses interventions et dans l'évaluation du site sur les spécificités techniques requises, les dispositions prises et la capacité générale de l'organisation du projet NNB à se voir attribuer une licence de site nucléaire.

EDF Energy a entrepris sa propre revue en vue d'obtenir sa licence de site nucléaire et a rapporté les conclusions qui en ont découlé à l'ONR. L'ONR a achevé ses travaux d'évaluation sur le potentiel du NNB en rendant un avis positif ; la NSL a ainsi été accordée à HPC le 26 novembre 2012.

Dans les mois prochains, d'autres dispositions devront être prises pour garder la NSL, notamment concernant la mise en service et l'exploitation.

#### **Principaux contrats de construction**

Le fournisseur retenu pour le contrat de début de terrassement a été nommé début 2012 et finalise la phase de conception afin d'être prêt lors du démarrage des activités de construction dans le cas où la FID serait accordée.

Les principaux fournisseurs ont également été sélectionnés pour les quatre principaux contrats de construction, le contrat des travaux de génie civil (*Main Civil Works*), le contrat de l'îlot conventionnel (*Conventional Island*), le contrat de travaux maritimes (*Marine Works*), le contrat sur la chaudière nucléaire (*NSSS*) et le contrat *Instrumentation & Controls* (« I&C »). Les documents contractuels sont actuellement en cours de finalisation et prêts à être signés en cas de décision finale d'investissement (« FID »). Un certain nombre de ces entrepreneurs sélectionnés participe aux travaux préparatoires (*Early Contractor Involvement* – « ECI »), permettant d'aider les équipes d'ingénierie de HPC et les équipes engagées dans la phase de préconstruction à sécuriser le projet et le calendrier de construction. Les négociations se poursuivent sur d'autres contrats également sur le chemin critique, dont notamment les contrats de développement pour un certain nombre de travaux tels que les travaux routiers, les contournements, l'équipement logistique et d'hébergement des travailleurs, ainsi que sur les contrats de fourniture d'équipement électrique et mécanique pour le site principal.

#### **Achat des terrains**

L'acquisition de terrains est conforme au planning et reflète les choix de sites lors du processus engagé avec le *Planning Inspectorate* (« PINS »).

Trois contrats de mise à disposition pour une durée de 999 années des terrains nécessaires pour le site principal de construction de HPC ont été conclus en 2012. Ceci est une des conditions requises pour obtenir une autorisation d'exploitation d'un site nucléaire.

#### **Mise en place des Systèmes d'Information (« SI »)**

Les travaux sur l'infrastructure technique requise pour prendre en charge le projet se sont poursuivis avec la construction d'un réseau informatique dédié au nouveau programme nucléaire offrant ainsi une certaine flexibilité nécessaire pour la collaboration des partenaires tout en protégeant les informations et en assurant la conformité aux dispositions réglementaires. Le réseau a été homologué par l'ONR en juin 2012.

#### **Activités liées au site d'Hinkley Point C (« HPC »)**

Au cours du premier trimestre 2012, la Division Nouveau Nucléaire est devenue le détenteur de la totalité du site d'HPC. EDF Energy est par ailleurs devenu le principal entrepreneur dans le cadre réglementaire du *Construction Design Management* (« CDM ») 2007 du Bureau pour la santé et la sécurité (*Health and Safety Executive* – « HSE »). Ceci a permis à HPC de se conformer parfaitement aux procédures de travail de la Division Nouveau Nucléaire.

Un contrat a été signé début 2012 avec Kier Bam pour prendre en charge les travaux préparatoires. La première phase de ces travaux a commencé le 26 mars 2012, toutes les conditions nécessaires ayant été remplies. La constitution du dossier et la rédaction du cahier des charges pour les conditions de travail ont été engagées. Les travaux de la phase 1 comprenaient l'achèvement de la construction de l'enceinte du site et de la route d'accès, la réalisation de plusieurs déviations de voies publiques, des travaux archéologiques et le déplacement de certains arbres et haies spécifiques. Les travaux de dépollution à HPC ont révélé la présence de quantités sensiblement plus importantes que prévu de matériaux contenant de l'amiante. Cette amiante avait été laissée sur le site à la construction des deux premières unités dans les années 1960 et 1970. L'information a été soumise au Conseil du Somerset ouest afin de le tenir informés de la situation. Pendant la dépollution de la plus grande partie du site a été réalisée avec la fin des deux premières phases des travaux. La finalisation des travaux de dépollution est maintenant soumise à l'obtention de permis de construire et à la planification de ces travaux.

#### **Sizewell C**

Le 21 novembre 2012, la consultation publique officielle pour le projet de construction d'une nouvelle centrale nucléaire à Sizewell a été lancée.

#### 6.3.1.7.4 Engagements consécutifs au règlement de la Commission européenne sur les concentrations (« EMCR »)

L'acquisition de British Energy a été soumise à certaines conditions, conformément au règlement européen sur les concentrations. Le 22 décembre 2008, la Commission européenne a en effet approuvé l'acquisition, sous réserve des engagements suivants d'EDF : (i) la cession de la centrale au gaz de Sutton Bridge, détenue par EDF Energy ; (ii) la cession de la centrale au charbon d'Eggborough, détenue par British Energy ; (iii) la vente d'électricité sur le marché de gros britannique pour un volume compris entre 5 et 10 TWh par an pendant la période 2012-2015 ; (iv) la cession d'un site pouvant convenir potentiellement à la construction et à l'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire jouxtant les centrales existantes de British Energy, soit à Heysham, soit à Dungeness, au gré de l'acheteur potentiel ; et enfin (v) l'abandon de l'un des trois accords combinés de connexion au réseau du Groupe à Hinkley Point. Les engagements correspondants aux points (i), (ii), (iv) et (v) ont été satisfaits. Dans le cadre du point (iii), EDF Energy a engagé la vente de volumes d'électricité sur le marché de gros britannique pour la période 2012-2015. Ces ventes font l'objet d'un suivi régulier par la Commission européenne.

Conformément aux engagements pris auprès de la Commission Européenne, Sutton Bridge était exploitée sous accords de gestion séparée et sous la direction d'un gestionnaire indépendant. Un droit sur la capacité virtuelle avait également été mis en place, selon lequel un tiers bénéficiait de la production de la centrale, de tous les avantages associés, mais aussi de tous les engagements afférents jusqu'à sa cession.

À l'issue du processus de cession mené en 2012, un accord de vente concernant Sutton Bridge a été signé le 12 décembre avec un consortium d'investisseurs mené par Macquarie. Dans le cadre de cette vente EDF Energy a entrepris le 29 janvier 2013 le rachat des obligations de Sutton Bridge Limited. Suite à l'approbation de l'acheteur par la Commission Européenne, la cession a été finalisée le 27 mars 2013 et le droit sur la capacité virtuelle a également pris fin.

#### 6.3.1.7.5 Cadre juridique au Royaume-Uni

##### Réforme du marché de l'électricité et environnement de planification

À la suite de la consultation du Gouvernement sur la réforme du marché de l'électricité en mars 2011, le gouvernement britannique a publié un Livre blanc le 12 juillet 2011 définissant sa position sur la façon de procéder à la réforme du marché de l'électricité au Royaume-Uni. Tout en confirmant les dispositions en matière de prix plancher pour le carbone, annoncées dans le budget 2011 et introduites dans le cadre de la loi de finances 2011, le Livre blanc a accordé la priorité aux trois autres éléments faisant partie du programme de réforme : un tarif de rachat assorti de *Contracts for Difference* (CfD), un mécanisme de réserve des capacités et une norme de performances d'émissions (*Emissions Performance Standard* – « EPS »).

Le « tarif de soutien du prix du carbone » sur lequel repose le prix plancher du carbone est toujours fixé deux ans à l'avance, et des tarifs indicatifs sont publiés pour deux années supplémentaires. Le tarif de soutien du prix du carbone pour 2014 et 2015 a donc été déterminé lors du budget 2012, le 21 mars 2012, de même que les tarifs indicatifs pour 2015-2016 et 2016-2017.

Le 22 mai 2012, le Gouvernement a publié son projet de loi sur l'énergie comprenant les dispositions nécessaires à la mise en œuvre de son programme de réforme du marché de l'électricité. Ce projet de loi a été soumis à un examen prélegislatif par la Commission pour l'énergie et le changement climatique (*Energy and Climate Change Select Committee*). Après avoir examiné les témoignages des parties prenantes et organisé des entretiens, la Commission a publié un rapport présentant ses conclusions le 23 juillet 2012. Ce rapport comprenait plusieurs recommandations destinées au gouvernement et susceptibles, selon la Commission, de contribuer à la formulation d'une loi solide et efficace.

Le Gouvernement a consulté le rapport de la Commission et, après des négociations actives avec les parties prenantes, le projet de loi sur l'énergie a été présenté à la Chambre des communes le 29 novembre 2012 par le Secrétaire d'État à l'énergie et au changement climatique. Le projet de loi vise à définir un cadre législatif pour un approvisionnement en énergie qui soit à la fois sûr, abordable et à faible émission de carbone. Les propositions de réforme du marché de l'électricité dominent le projet de loi et reprennent des dispositions relatives aux propositions du Livre Blanc du Gouvernement, à savoir :

- *Contracts for Difference* : contrats à long terme entre une contrepartie et des producteurs éligibles, financés par les contributions de fournisseurs d'électricité agréés, visant à créer des incitations stables et prévisibles pour que les entreprises investissent dans la génération d'électricité à faible émission de carbone ;
- contrats d'investissement : contrats à long terme comparables aux CfD, permettant un investissement avant même l'entrée en vigueur du régime des CfD ;
- marché des capacités : pour garantir la sécurité de l'approvisionnement électrique ;
- norme de performances d'émissions : pour limiter les émissions de CO<sub>2</sub> des nouvelles centrales électriques à combustible fossile.

Le Gouvernement a également identifié deux domaines qui devraient nécessiter de nouvelles mesures et a proposé des pouvoirs d'intervention au sein du projet de loi sur l'énergie :

- premièrement, s'il reconnaît l'amélioration de la liquidité à court terme, le Gouvernement pense qu'il pourrait être nécessaire d'introduire une réglementation pour promouvoir la liquidité en général ;
- deuxièmement, le projet de loi donne au Secrétaire d'État le pouvoir d'introduire des changements pour promouvoir la disponibilité de contrats d'achat d'électricité (*Power Purchase Agreements* – « PPA »).

Ce projet de loi apportera la stabilité juridique nécessaire pour la mise en place de CfD solides et durables, avec une contrepartie unique sous contrôle de l'État pour assurer l'intérêt durable des clients, ainsi que des garanties à long terme pour les investisseurs. La confirmation de la mise en place d'un mécanisme de gestion des capacités, avec une première enchère prévue en 2014, devrait favoriser la sûreté de l'approvisionnement. EDF Energy examine les détails du projet de loi et continue à travailler avec le gouvernement britannique et autres parties prenantes afin que les réformes adoptées soient au plus près de l'intérêt des clients.

À la suite du processus normal d'examen parlementaire, le projet de réforme du marché de l'électricité du gouvernement table sur une approbation du projet de loi sur l'énergie par le Parlement vers la fin 2013.

## 6.3.2 Italie

### 6.3.2.1 Stratégie du groupe EDF en Italie

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, et le marché de l'électricité, quatrième marché européen, est un marché connexe au marché français, qui jusqu'à présent bénéficie structurellement d'un niveau moyen de prix élevés.

L'Italie a été, de longue date, un marché cible pour EDF, notamment avec les contrats de long terme avec ENEL, le développement commercial et les services énergétiques avec la prise de contrôle de Fenice en 2001.

Toujours en 2001, EDF est entré indirectement au capital d'Edison. En 2005, EDF et Delmi, dont l'actionnaire majoritaire était AEM Milano SpA, régie électrique de la région de Milan, décidaient de prendre le contrôle conjoint d'Edison.

Le 24 mai 2012, EDF a pris le contrôle exclusif d'Edison via le rachat de la participation de Delmi dans TDE (la holding de contrôle) pour un montant de 784 millions d'euros. EDF a vu ainsi sa participation dans Edison passer

d'environ 50 % à 80,6 % et a obtenu le contrôle exclusif d'Edison avec la fin du pacte d'actionnaires avec Delmi. Dans le même temps, Delmi a réalisé l'acquisition de la participation de 50 % d'Edison dans Edipower pour un montant de 684 millions d'euros.

EDF a lancé une offre publique obligatoire sur le solde des actions ordinaires non détenues par EDF, soit 19,36 %, à un prix de 0,89 euro par action : depuis le 6 septembre 2012, à l'issue de l'offre publique obligatoire, EDF détient 99,48 % des actions ordinaires d'Edison.

Suite au résultat de l'offre, la bourse italienne a décidé la radiation de la cotation des actions ordinaires Edison à compter du 11 septembre 2012.

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 son parc de production électrique et développer son portefeuille clients et ses activités gazières.

La prise de contrôle d'Edison permet à EDF de se doter d'un acteur majeur dans l'électricité en Italie et d'une véritable plateforme gazière internationale. EDF entend doter Edison de nouvelles perspectives, avec :

- le développement dans l'exploration-production (pétrole et gaz) grâce aux compétences reconnues d'Edison ;
- le développement des infrastructures gaz : terminal GNL (Rovigo) et projets de gazoducs d'importation (ITGI/IGB, Galsi) complémentaires aux projets du Groupe (*South Stream*, terminal méthanier de Dunkerque) avec l'objectif de constituer à partir de l'Italie un potentiel hub gazier pour l'Europe ;

- le développement international dans le bassin méditerranéen (Balkans, Grèce, Turquie, Égypte...) et la région de la mer Caspienne, notamment grâce à l'expertise de l'ingénierie d'Edison sur les filières de la production thermique à flamme et de l'hydraulique.

### 6.3.2.2 Présentation de l'activité du Groupe en Italie

Le groupe EDF est principalement présent en Italie au travers de sa participation de 97,405 % du capital au 31 décembre 2012 dans Edison, qui reste un acteur majeur des marchés italiens de l'électricité et du gaz.

Les actions d'épargne restent cotées sur la bourse italienne<sup>1</sup>.

Par ailleurs, le groupe EDF détient en Italie les principales filiales et participations suivantes au 31 décembre 2012 :

- EDF Fenice : le Groupe détient 100 % du capital de la société EDF Fenice, spécialisée dans les services environnementaux et l'efficacité énergétiques. EDF Fenice, dont le siège est à Turin, a une présence internationale avec des filiales en Espagne, en Pologne et en Russie. Ses activités principales sont la production d'électricité ou de chaleur (à base de gaz, de charbon, d'hydraulique, de biomasse ou de déchets), la conduite et la maintenance d'actifs énergétiques, le traitement des déchets industriels solides et liquides et l'ingénierie environnementale (voir section 6.3.2.6 (« Efficacité énergétique en Italie »)) ;
- les groupes Dalkia et EDF Énergies Nouvelles détiennent également des filiales et participations en Italie.

## Capacité installée et production 2012 du groupe EDF sur le segment Italie

### Électricité

Capacité installée 2012 en MW	Edison <sup>(1)</sup>	EDF Fenice	Total	%
Thermique à flamme	5 818	501	6 319	77
Hydraulique	1 358	3	1 361	17
Autres renouvelables <sup>(2)</sup>	490	-	490	6
<b>TOTAL</b>	<b>7 666</b>	<b>504</b>	<b>8 170</b>	<b>100</b>

Production 2012 en GWh	Edison <sup>(1)</sup>	EDF Fenice	Total	%
Thermique à flamme	19 550	1 162	20 711	81
Hydraulique	3 881	4	3 885	15
Autres renouvelables <sup>(2)</sup>	924	-	924	4
<b>TOTAL</b>	<b>24 355</b>	<b>1 166</b>	<b>25 521</b>	<b>100</b>

(1) Données consolidées à 100 % sur l'ensemble de l'année du groupe Edison (hors Edipower).

(2) Hors données EDF Énergies Nouvelles en Italie, soit 445 MW et 623 GWh.

En 2012, la production électrique nette du groupe EDF en Italie s'est élevée à 25,5 TWh, ce qui représente environ 9% de la production nette italienne d'électricité, et l'activité de gaz en Italie a porté sur 15,8 Gm<sup>3</sup>, soit 21,3 % de la demande italienne de gaz (15,2 Gm<sup>3</sup> et 19,6 % en 2011).

### Gaz et hydrocarbures

#### Production d'hydrocarbures (Mm<sup>3</sup>)

	2012
Gaz en Italie	611
Gaz à l'étranger	1 906
Huile en Italie	1 809
Huile à l'étranger	1 738

Les activités de production d'hydrocarbures du Groupe à travers Edison en Italie et à l'étranger ont augmenté par rapport à 2011, atteignant un niveau de 2,5 milliards de mètres cubes pour la production de gaz et de 3,5 pour la production d'huile.

1. Les actions d'épargne ne confèrent pas de droits de vote mais le droit de participer à la distribution des bénéfices de la société et de percevoir des dividendes majorés.

### 6.3.2.3 Production électrique

La capacité de production installée du groupe Edison s'élevait au 31 décembre 2012 à 7,7 GW pour une production nette d'électricité de 24,4 TWh sur l'année 2012. Par rapport à 2011, la puissance installée a diminué de 3,8 GW et la production de 8,8 TWh, notamment à la suite de la cession d'Edipower. Le parc de production actuel d'Edison est composé de 47 centrales hydroélectriques, 22 centrales thermiques, 32 parcs éoliens, 9 centrales photovoltaïques et 1 centrale à biomasse. Le mix de la production d'électricité est équilibré entre le gaz à cycle combiné (« CCG »), l'hydraulique, l'éolien et le solaire.

Sur le plan international, Edison a une présence bien établie en Grèce, où il est le deuxième opérateur d'électricité du pays au travers d'ElpEdison, une joint-venture à 50 % avec Hellenic Petroleum.

Elpedison détient une CCG de 390 MW à Thessalonique et une centrale de 422 MW à Thisvi, construite par Edison.

Au Brésil, Ibiritermo, filiale à 50 % d'Edison, opère une CCG de 226 MW.

#### Hydraulique

Edison exploite environ 1 339 MW d'installation hydraulique de grande taille (dont 125 MW en Suisse), 20 MW de mini-centrales hydroélectriques (au total Edison dispose de 47 centrales hydroélectriques). L'hydraulique représente environ 17 % de l'énergie électrique produite par Edison.

Edison poursuit la rénovation de son parc actuel et envisage de se développer en augmentant la capacité installée par le développement de mini-centrales hydroélectriques : en particulier, trois mini-centrales hydrauliques d'environ 20 MW ont été récemment acquises.

#### Autres ENR

Edison, au travers de la société EDENS (filiale à 100 % d'Edison) est présente sur le marché des énergies renouvelables avec une capacité installée de 13 MW en photovoltaïque et de 471 MW en éolien.

EDF Énergies Nouvelles, présente en Italie, a augmenté ses capacités de production au cours de l'année, totalisant, au 31 décembre 2012, 525 MW bruts d'éolien, soit 343 MW nets, et 123 MW bruts en photovoltaïque, soit 102 MW nets (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

La société EDF ENR Solare, spécialisée dans les offres d'installations photovoltaïques en toiture, a été vendue en octobre 2012 à l'actionnaire minoritaire qui disposait auparavant de 35 % du capital de la société.

### 6.3.2.4 Activités d'Edison dans le secteur des hydrocarbures

Avec la prise de contrôle d'Edison, le groupe EDF peut bénéficier, pour la mise en œuvre de sa stratégie gazière, des compétences développées depuis de nombreuses années par Edison sur l'ensemble de la chaîne de valeur allant de l'exploration-production à la commercialisation directe de gaz naturel.

Le portefeuille italien d'approvisionnement gaz d'Edison s'appuie sur des contrats de long terme et se compose pour 2012 d'environ 15,6 milliards de mètres cubes achetés (dont environ 12,3 Gm<sup>3</sup> via gazoduc et GNL) et plus de 0,6 milliard de mètres cubes de production propre en Italie. Les variations de stocks et les pertes réseau représentent 0,4 milliard de mètres cubes.

En 2012, en Italie, Edison a destiné 1,7 milliard de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 2,3 milliards de mètres cubes au secteur résidentiel et 8,8 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique, ce dernier montant incluant les besoins propres d'Edison.

En 2011, en raison de la situation difficile du marché du gaz, Edison, comme tous les acteurs du secteur, a demandé dès 2010 à ses fournisseurs des ajustements de ses conditions contractuelles.

Edison a obtenu le 11 septembre 2012 un arbitrage favorable sur la révision d'un contrat de fourniture de gaz naturel liquéfié du Qatar. Cette décision, rendue par la Cour d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale

(« CCI »), a eu un impact positif de 438 millions d'euros sur l'EBITDA 2012. Le recours avec Rasgas avait été initié en mars 2011, alors que la renégociation avait été engagée dès octobre 2010.

Par ailleurs, le Tribunal arbitral de la Chambre de commerce internationale a rendu le 1<sup>er</sup> octobre 2012 un autre arbitrage favorable à Edison sur la révision du contrat d'approvisionnement avec Eni en gaz libyen de 4 milliards de mètres cubes par an. Cette décision a un impact positif de 242 millions d'euros sur l'EBITDA d'Edison en 2012.

En exploration-production (E&P), au 31 décembre 2012, Edison dispose de 58 concessions et permis d'exploration en Italie et 37 à l'étranger et dispose d'environ 50 milliards de mètres cubes équivalents de réserves. À l'étranger, l'actif le plus important d'Edison est le gisement de gaz d'Aboukir en Égypte, dont les droits d'exploration, de production et de développement ont été acquis début 2009 pour une durée initiale de 20 ans, prolongeable de 10 ans. Ce gisement a produit en 2012 1,5 milliard de mètres cubes de gaz naturel et 1,7 million de barils de pétrole et condensats.

Edison poursuit son activité d'exploration en Italie et à l'étranger, notamment en mer de Norvège où plusieurs découvertes d'hydrocarbures ont été réalisées au début du deuxième trimestre 2012. Le 16 avril 2012, une découverte significative de réserves de pétrole léger (réserves récupérables estimées à 160 millions de barils) a été effectuée sur le bloc PL418 du champ de Skarfjell où Edison détient 15 %. Fin avril 2012, les puits d'exploration forés sur le bloc PL435 (Zidane 2) ont confirmé la présence de réserves de gaz estimées à 18 milliards de mètres cubes pour les champs Zidane 1 et 2.

#### Les Infrastructures gaz

Edison détient une participation de 7,3 % dans la société Adriatic LNG Terminal qui gère le terminal *off-shore* de regazéification de Rovigo (8 Gm<sup>3</sup>/an). Ce terminal est alimenté à partir de gaz qatari. Les autres actionnaires sont ExxonMobil Italiana Gas (70,7 %) et Qatar Terminal Company Limited (22 %).

Edison, selon les termes du contrat signé avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II (RasGas II), dispose de 80 % de la capacité du terminal, soit 6,4 Gm<sup>3</sup>/an.

Edison participe à deux projets d'infrastructures d'importation de gaz : GALSI (Edison participe à hauteur de 20,8 %), gazoduc destiné à relier l'Algérie et l'Italie par la Sardaigne (capacité annuelle de 8 Gm<sup>3</sup>) et ITGI, Interconnexion Turquie-Grèce-Italie (capacité annuelle de 10 Gm<sup>3</sup>), 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 second volet dit IGB (Interconnexion Grèce-Bulgarie) relierait la Grèce et la Bulgarie.

### 6.3.2.5 Structure des ventes et commercialisation

Edison a vendu, en 2012, 51,1 TWh d'électricité en Italie (- 29,2 % par rapport à 2011), dont 22,5 TWh produits et 28,6 TWh achetés sur les marchés. Les ventes aux clients finals se sont établies à 18,1 TWh, en baisse de 23 % par rapport à 2011. Edison dessert environ 870 000 clients électricité à fin 2012 et environ 584 000 clients gaz, tant sur le segment de la clientèle des professionnels que sur celui de la clientèle résidentielle.

Dans le domaine de la commercialisation, Edison a engagé, depuis fin 2008, et ambitionne de continuer dans les années à venir, un développement significatif des ventes d'électricité et gaz aux particuliers et sur le segment des petites et moyennes entreprises. Le développement d'un portefeuille de clients finaux s'inscrit dans la stratégie du Groupe de favoriser l'équilibre amont/aval de ses positions.

### 6.3.2.6 Efficacité énergétique en Italie

Le Groupe intervient principalement via la société EDF Fenice dans le domaine de l'efficacité énergétique et 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). Il est également présent de manière indirecte au travers de SIRAM (filiale à 100 % de Dalkia International) dans l'efficacité et l'optimisation énergétiques et dans le domaine des activités environnementales (assainissements, surveillance continue des installations, ingénierie de l'environnement, analyses de laboratoire...).

### **EDF Fenice**

EDF Fenice, détenue à 100 % par EDF (à travers WGRM 4), regroupe en Italie, en Espagne, en Pologne et en Russie 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. À compter de 2006, EDF Fenice a entamé une politique de diversification de sa clientèle avec la fourniture de services énergétiques et environnementaux dans les secteurs publics et industriels, avec un développement de nouvelles installations de cogénération (production combinée d'électricité et de chaleur) ou trigénération (production combinée d'électricité, de chaleur et de froid). À partir de 2009, l'implantation de EDF Fenice en Russie renforce son développement international. EDF Fenice s'oriente désormais vers le développement de projet d'efficacité énergétique et les contrats de performance.

En 2012, EDF Fenice a réalisé un chiffre d'affaires de 481 millions d'euros.

En termes d'actifs énergétiques, EDF Fenice détient au total au 31 décembre 2012 des capacités de production d'électricité à hauteur de 504 MW et de production de chaleur à hauteur de 3 265 MWth. EDF Fenice possède 50 sites de production d'énergie thermique (vapeur, eau surchauffée, eau chaude), d'électricité et d'air comprimé.

### **Italie**

Les contrats avec le Groupe Fiat constituent encore aujourd'hui une part prépondérante de l'activité de EDF 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'à fin 2012 ainsi qu'à de nouveaux développements. En décembre 2012, Fiat et EDF Fenice ont renouvelé leurs accords relatifs à la fourniture de services énergétiques et environnementaux pour les sites espagnols et italiens de Fiat Auto et Fiat Industrial pour une durée de cinq années. Le nouveau modèle de contrat diffère du précédent en ce qu'il concentre l'effort conjoint des parties sur le développement de l'efficacité énergétique et la réduction des coûts.

### **Espagne**

EDF Fenice est présent en Espagne depuis 2001 au travers de sa filiale, détenue à 100 %, EDF Fenice Instalaciones Iberica. Cette société propose aux entreprises industrielles et du secteur tertiaire des solutions technico-économiques dans le domaine de l'efficacité énergétique. EDF Fenice Instalaciones Iberica compte aujourd'hui 190 salariés et opère 200 MW de production. En 2012, EDF Fenice Instalaciones Iberica a consolidé sa position sur le marché avec l'acquisition de 82 % du capital de VAG SL (Valoritzacions Agroramaderes les Garrigues), centrale de cogénération située en Catalogne avec une capacité installée de 16,4 MW, et poursuivi son développement avec l'intégration d'une nouvelle activité d'Ingénierie & Construction d'installations énergétiques clés en main.

### **Pologne**

EDF Fenice possède une filiale polonaise détenue à 100 %, EDF Fenice Poland S.p.z.o.o. Cette société intervient principalement dans le domaine de la gestion externalisée et de l'exploitation de centrales thermiques avec production combinée d'électricité, de chaleur et de froid. Elle assure également différents services énergétiques et environnementaux associés (chaud ou froid, air comprimé, gaz industriels, traitement des déchets et effluents liquides). EDF Fenice Poland a initié une diversification hors Fiat en gagnant plusieurs nouveaux clients, et développe aujourd'hui un partenariat dans les services avec EDF Polska.

### **Russie**

EDF Fenice détient également à 100 % une filiale en Russie, Fenice Rus, créée en novembre 2009, dont le but est de commercialiser des services d'efficacité énergétiques aux industriels. Depuis sa création, Fenice Rus a signé avec Avtovaz, principal constructeur automobile russe, sept contrats et finalisé la phase de construction de trois d'entre eux qui sont maintenant pleinement opérationnels. Ces projets sont devenus une référence pour les clients et les pouvoirs publics et présentent l'avantage d'être reproductibles sur d'autres sites et dans différents secteurs d'activité. Dans le contexte d'une demande croissante, Fenice profite d'une excellente réputation et des perspectives de développement extrêmement favorables.

Le partenariat (50/50) existant entre Fenice et Inter RAO au sein de la société commune InterEnergEffect doit évoluer pour profiter des synergies et saisir les opportunités existantes sur le marché russe. En 2012, les partenaires se sont mis d'accord sur la fusion de Fenice Rus avec InterEnergEffect. La participation résultante d'Inter RAO dans la nouvelle société sera symbolique (< 1 %), mais un principe de développement en commun sera établi.

## **6.3.2.7 Activités régulées en Italie**

### **Transport et Stockage gaz**

Edison possède à 100 % Edison Stocaggio, société dédiée au stockage et au transport de gaz.

Par ailleurs, la société propose des services de stockage à travers les concessions de Cellino et Collalto, situées respectivement dans les Abruzzes et en Vénétie.

Elle compte augmenter sa capacité de stockage en Italie, grâce au développement de nouvelles concessions dont notamment celles de San Potito-Cotignola.

En plus d'effectuer le transport pour d'autres opérateurs, Edison Stocaggio gère le gazoduc Cavarzere Minerbio, qui permet l'introduction dans le réseau national de près de 8 milliards de mètres cubes de gaz.

### **Distribution**

La distribution de gaz en Italie est une activité soumise à la réglementation et au contrôle de l'Autorité de l'électricité et du gaz (AEEG), qui établit notamment les paramètres de qualité et de sécurité et les règles d'accès aux réseaux.

Edison DG (Distribuzione Gas) est la société dédiée à la distribution du gaz naturel au sein du groupe Edison.

Edison DG distribue chaque année environ 300 millions de mètres cubes de gaz naturel à 145 000 utilisateurs dans le nord et le centre de l'Italie.

### 6.3.3 Autres International

Le tableau ci-dessous indique les capacités installées et productions à fin 2012 du groupe EDF du segment<sup>1</sup> :

	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire	2 862	27	20 553	38
Thermique à flamme	7 590	70	31 347	58
Hydraulique	81	1	308	1
Autres renouvelables <sup>(2)</sup>	231	2	1 867	3
<b>TOTAL</b>	<b>10 764</b>	<b>100</b>	<b>54 075</b>	<b>100</b>

(1) Les chiffres présentés reflètent le mode de consolidation employé des entités.

(2) Hors données EDF Energies Nouvelles sur le segment « Autres International », soit 2 974 et 6 268 GWh.

#### 6.3.3.1 Europe continentale

##### 6.3.3.1.1 Europe centrale et orientale

Le Groupe est présent dans trois pays d'Europe centrale et orientale (« PECO ») : (i) la Pologne (production d'électricité, cogénération, commercialisation), (ii) la Hongrie (cogénération, distribution, commercialisation) et (iii) la Slovaquie (distribution, commercialisation).

Le groupe EDF est également présent dans ces pays à travers ses filiales Dalkia International et Fenice, principalement dans le domaine de la cogénération, des grands réseaux urbains de chaleur et de l'éco-efficacité énergétique.

##### 6.3.3.1.1.1 Pologne

Le Groupe est présent dans les quatre principales filiales suivantes :

- le Groupe contrôle la société de production d'électricité EDF Rybnik (ex-Ersa<sup>1</sup>) dans la région de Rybnik, qui dispose d'une capacité installée de 1 775 MW. EDF Rybnik détient 100 % d'EDF Energia (ex-Everen), société de commercialisation de l'électricité produite par l'ensemble des centrales du groupe EDF en Pologne ;
- le Groupe contrôle le cogénérateur EDF Wybrzeze (ex-EC Wybrzeze<sup>2</sup>) de la région de Gdansk. EDF Wybrzeze dispose d'une capacité installée de 333 MW et de 1 199 MWth ;
- le Groupe contrôle également le cogénérateur de la ville de Cracovie, EDF Krakow (ex-EC Krakow<sup>3</sup>) qui dispose d'une capacité installée de 460 MW et de 1 118 MWth ;
- le Groupe contrôle enfin le cogénérateur Kogeneracja<sup>4</sup> de la ville de Wroclaw. Sa capacité de production installée est de 363 MW et de 1 124 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 MW et de 296 MWth).

La société EDF Paliwa (ex Energokrak), détenue par EDF Rybnik, EDF Krakow, EDF 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 occupe une des premières positions en ce qui concerne la production d'énergie à partir de la biomasse. L'investissement dans des installations de dépollution (désulfuration et dénitrification) a fait l'objet d'une décision en 2012.

En septembre 2012, EDF-EN (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) a annoncé l'acquisition en Pologne d'une société de projets de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable, notamment éolienne.

En novembre 2009, EDF et Polska Grupa Energetyczna (PGE, premier électricien polonais, coté à la Bourse de Varsovie) ont signé un accord pour réaliser des études de pré faisabilité pour le développement et la construction de réacteurs nucléaires en Pologne. Les conclusions de ces études confirmeront l'intérêt du nucléaire dans le mix énergétique polonais. À l'invitation de PGE, EDF et AREVA étudient la perspective de proposer une offre liée en réponse à l'éventuel appel à candidature de PGE.

Les transactions sur l'acquisition par EDF des parts d'EnBW en Pologne ont été finalisées le 16 février 2012. Elles ont porté sur l'acquisition (indirecte) par EDF International de 32,45 % des titres dans EDF Rybnik, 15,59 % des titres dans le cogénérateur Kogeneracja et 25 % des parts dans le centre de service partagé EDF Polska CUW.

Le groupe EDF a suspendu le 18 décembre 2012 le projet de centrale à charbon supercritique de 900 MW envisagé en Pologne. La reprise du projet est soumise à la réalisation d'un certain nombre de conditions, comme l'obtention de permis d'émissions de CO<sub>2</sub> qui étaient anticipés au lancement du projet et l'évolution de la réglementation sur la co-combustion de charbon et de biomasse.

##### 6.3.3.1.1.2 Hongrie

En Hongrie, le Groupe est présent dans la production de chaleur et d'électricité au travers de sa filiale Budapesti Erőmű Zrt (« BE ZRT ») et dans la commercialisation et la distribution d'électricité et de gaz au travers de EDF Démász Zrt.

En 2012, la poursuite du ralentissement de l'activité économique mondiale et la défiance de plus en plus grande des marchés vis-à-vis de la Hongrie en raison du caractère imprévisible des politiques nationales menées ont précipité une économie fragile et lourdement endettée vers la récession. Les sociétés étrangères et tout particulièrement celles du secteur énergétique sont particulièrement mises à contribution par le nouveau train de mesures décrété par le gouvernement hongrois.

##### BE ZRT

Le Groupe détient, au 31 décembre 2012, 95,6 % de BE ZRT, société de production d'électricité et de chaleur. Implantée à Budapest et disposant d'une puissance installée nette de 405 MWe et 1 267 MWth, BE ZRT assure 60 % du chauffage urbain de la capitale hongroise.

Jusqu'à fin 2008, BE ZRT vendait la quasi-totalité de son électricité (1,7 TWh/an) à l'acheteur unique hongrois Magyar Villamos Művek Zrt (MVM) via trois contrats à long terme (« PPA »). Ces contrats ont été résiliés sans indemnisation par l'État hongrois fin 2008 après que la Commission

1. Au 31 décembre 2012, EDF détenait une participation indirecte de 97,3 % dans le capital d'EDF Rybnik.

2. Au 31 décembre 2012, EDF détient une participation indirecte de 99,8 % dans le capital d'EDF Wybrzeze.

3. Au 31 décembre 2012, EDF détient une participation indirecte de 94,31 % dans le capital d'EDF Krakow.

4. Au 31 décembre 2012, EDF détient dans Kogeneracja une participation de 49 %. La société est cotée à la bourse de Varsovie.

européenne en eût exigé la résiliation, estimant qu'ils constituaient des aides d'État contraires au droit de la concurrence.

BE ZRt a pu néanmoins vendre à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2009 sa production d'électricité pour partie au travers d'un contrat commercial de huit ans et pour partie au travers d'un mécanisme régulé de support à la cogénération auquel le gouvernement hongrois a mis fin prématurément le 1<sup>er</sup> juillet 2011.

Par ailleurs, le gouvernement a décidé à partir d'octobre 2011 de fixer par décret les prix de la chaleur, jusque-là régis par un contrat commercial. Confrontée à une situation critique du fait de tarifs très défavorables, la société a réussi à obtenir du régulateur des conditions de rémunération acceptables pour la saison de chauffe 2011-2012. Le nouveau décret chaleur paru en fin d'année 2012 continue à afficher des prix chaleur convenables mais introduit des dispositions de contrôle a posteriori et de limitation drastique de la rentabilité de la société pour l'année 2013.

La résiliation forcée des contrats de vente d'électricité à long terme ayant entraîné un dommage important pour son actionnaire, EDF International a déposé le 30 décembre 2011 auprès de la Cour permanente d'arbitrage de La Haye un mémoire en demande contre l'État hongrois en vue d'une indemnisation pour la perte des PPA (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »)). Le préjudice lié aux prix de la chaleur en 2011 a été introduit dans ce mémoire à titre conservatoire. Une sentence arbitrale devrait être prononcée fin 2014.

#### EDF Démász ZRt

EDF Démász ZRt est détenue à 100 % par EDF et assure des activités de distribution et de commercialisation d'électricité.

Dans le domaine de la commercialisation, EDF Démász ZRt assure la fourniture d'électricité aux particuliers, petites entreprises et institutions publiques de la région sud-est de la Hongrie dans le cadre du service universel (tel que défini par un décret gouvernemental en application de la loi de 2007 sur l'électricité). Depuis le 31 décembre 2009, la société commercialise de l'électricité et plus récemment du gaz sur tout le territoire hongrois auprès des clients ayant opté pour le marché libre. EDF Démász ZRt regroupe sur le marché hongrois les deux marques commerciales « EDF Démász » pour les clients résidentiels et « EDF Energia » pour les clients professionnels. En 2012, EDF Démász ZRt a commercialisé 3 160 GWh auprès d'environ 770 000 clients, dont 1 500 GWh sur le marché libre.

En matière de distribution, la société EDF Démász Hálózati Elosztó Kft, filiale à 100 % d'EDF Démász ZRt, opère depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2007 pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités réseau et de production/fourniture. Elle détient les actifs de réseaux (près de 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). En 2012, elle a distribué 4 TWh auprès de 775 066 points de livraison. L'introduction en janvier 2013 d'une nouvelle taxe assise sur les réseaux (0,44 €/m) va peser lourdement sur les résultats de la société.

EDF Démász a mis en service fin 2011 une centrale de 1,2 MW fonctionnant à partir de biogaz issu de lisier de porc. Le groupe EDF Démász cherche à conforter sa position et étudie des projets de développement de capacités de production.

#### 6.3.3.1.1.3 Slovaquie

Le Groupe est présent en Slovaquie depuis 2002 au travers d'une participation de 49 % dans le capital de la société de distribution et de commercialisation Stredoslovenská Energetika a.s. (« SSE ») aux côtés du Fond national de propriété slovaque.

En 2012, la situation macroéconomique de la Slovaquie a été satisfaisante pour la troisième année consécutive<sup>1</sup>.

SSE est implantée au centre de la Slovaquie dans la province de Zilina et dessert environ le tiers de la superficie du pays. Pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités réseau, les activités régulées de distribution de SSE ont été transférées depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007 à sa

filiale à 100 % Stredoslovenská Energetika-Distribúcia a.s. (« SSE-D »). Au 31 décembre 2012, SSE-D compte près de 33 400 km de lignes haute, moyenne et basse tension et dessert 722 000 points de livraison.

En 2012, SSE a fourni 4 852 GWh à environ 630 000 clients<sup>2</sup> et a démarré une activité de commercialisation de gaz. SSE détient quelques petits actifs de production, des centrales solaires d'une capacité de 10 MWe<sup>2</sup>, trois petites centrales hydrauliques d'une capacité de 3 MW<sup>2</sup> ainsi qu'une turbine à gaz de 50 MW<sup>2</sup> dédiée à la vente de services système à l'opérateur du réseau de transport SEPS.

SSE cherche à conforter sa position amont sur les marchés slovaque et tchèque et étudie des projets de production électrique notamment à partir d'énergies renouvelables – petite hydraulique, biomasse, microcogénération.

#### 6.3.3.1.2 Russie

Le groupe EDF est présent en Russie dans le domaine des services énergétiques, au travers de EDF Fenice et de sa filiale russe Fenice Rus, ainsi que dans le domaine de la distribution d'électricité, au travers d'ERDF-I et de sa filiale russe ERDF Vostok, toutes deux détenues à 100 %.

Fenice Rus a été créée en novembre 2009 dans le but de commercialiser des services énergétiques aux industriels, notamment dans le domaine de l'efficacité énergétique. EDF Fenice détient également 50 % de la société InterEnergEffect, joint-venture constituée avec la société russe Inter RAO (voir section 6.3.2.6 (« Efficacité énergétique en Italie »)).

ERDF Vostok a été créée en janvier 2012 pour porter l'activité opérationnelle d'ERDF-I en Russie. ERDF, via ERDF-I, et MRSK, son homologue russe, ont conclu en 2011 un accord sur la gestion de la société russe de distribution d'électricité de la région de Tomsk, TRK. Après un premier accord le 18 mars 2011 sur les principaux termes et conditions, et la réalisation d'une *due diligence*, ERDF et MRSK ont signé le 17 juin 2011 un accord de coopération stratégique auquel sont annexés les termes définitifs du contrat de gestion. Le 28 février 2012, ERDF Vostok et MRSK Holding ont signé un accord de gestion déléguée qui confie la direction générale de TRK à ERDF Vostok. À l'occasion du Forum international économique de Saint-Petersbourg, le 21 juin 2012, une convention de coopération tripartite entre l'université polytechnique de Tomsk, Holding MRSK et ERDF a été signée. Cet accord encadre la coopération dans les domaines de la recherche et de la formation.

En outre, en Russie, le Groupe poursuit sa collaboration avec les grands acteurs du secteur électrique : Rosatom, Inter RAO, RusHydro et Gazprom.

Avec Rosatom, un accord de coopération, signé en 2010, a jeté les bases d'un partenariat stratégique. Les champs de coopération couvrent quatre domaines : le combustible nucléaire, la R&D, les partages de savoir-faire en matière de production et d'ingénierie (renforcés depuis l'accident de Fukushima), et d'éventuels projets communs en pays tiers. Les travaux sont coordonnés par un Comité de pilotage mixte.

La coopération avec Inter RAO, qui a donné lieu à la signature d'un *Memorandum of Understanding* le 17 juin 2011, se poursuit dans plusieurs domaines : l'efficacité énergétique, l'optimisation d'actifs de production ou de distribution, la commercialisation et les projets en pays tiers.

À l'occasion du Forum international économique de Saint-Petersbourg en juin 2012, EDF et Gazprom ont également signé un accord de coopération sur la production d'électricité à partir de gaz en Europe. Enfin, aux côtés de Gazprom, EDF participe au développement de la partie sous-marine du projet « South Stream » dans lequel ENI et Wintershall ont aussi des parts (voir section 6.4.2.2.2 (« Infrastructures »)).

#### 6.3.3.1.3 Benelux

Le Benelux est une zone qui comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande, et des projets de nouvelles liaisons avec l'Allemagne et la Grande-Bretagne sont à l'étude. Le Benelux constitue également un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit, comme le hub de Zeebrugge et le terminal méthanier en construction de Dunkerque à

1. Source : Coface.

2. Données à 100 %.



proximité. Le groupe EDF est présent en Belgique via ses deux filiales EDF Belgium (qui détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1) et EDF Luminus (deuxième acteur sur le marché belge, avec un portefeuille amont/aval équilibré). Aux Pays-Bas, EDF est présent depuis 2009 avec une centrale à gaz type cycle combiné.

### EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 %, en copropriété indivise, de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge, détenue à 100 % par EDF, EDF Belgium. La puissance revenant à EDF représente 481 MW (soit environ 3 % des capacités de production belges). La production de Tihange 1 revenant à EDF Belgium est vendue à EDF Luminus au travers d'un contrat à long terme expirant en 2015.

En 2012, EDF Belgium a vu baisser la production d'énergie nucléaire produite par la centrale Tihange 1, à la suite d'un arrêt fortuit lié à un court-circuit survenu sur l'alternateur de Tihange 1 début février. Après une période de fonctionnement à 50 %, la centrale a repris son fonctionnement à plein temps en juin.

Dans le cadre d'un plan d'équipement de la Belgique, présenté en juillet 2012, le gouvernement belge confirme à la fois la sortie graduelle du nucléaire (comme prévu par la loi de 2003) et la prolongation de la durée d'exploitation de la centrale de Tihange 1 de 10 ans, sous des conditions encore à déterminer.

### EDF Luminus en Belgique à fin 2012

	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire (hors 100 MW de droits de tirage sur Chooz B)	419	21	2 548	48
Thermique à flamme	1 429	70	2 297	43
Hydraulique	73	3	288	5
Autres renouvelables	117	6	225	4
<b>TOTAL</b>	<b>2 038</b>	<b>100</b>	<b>5 358</b>	<b>100</b>

EDF Luminus est propriétaire de 10,2 % (419 MW) des centrales nucléaires belges de Tihange 2 et 3 (mises en service en 1983) et de Doel 3 et 4 (mise en service en 1995), qui ont une durée de vie de 40 ans. Par ailleurs, EDF Luminus dispose d'un droit de tirage de 100 MW sur la centrale nucléaire française de Chooz B, sur la base d'un ruban de production garanti selon la disponibilité moyenne du parc français.

En 2012, EDF Luminus a vu baisser sa production d'énergie nucléaire, suite à l'arrêt fortuit des deux tranches nucléaires Doel 3 et Tihange 2. Une analyse sur la sécurité d'exploitation à la suite de la découverte de microcavités dans l'acier des deux réacteurs est en cours et un arrêt définitif ne peut pas être exclu.

Le parc de production d'EDF Luminus se compose principalement de centrales électriques alimentées en gaz naturel et de quelques centrales hydrauliques « au fil de l'eau ». Ainsi, sont exploitées trois centrales thermiques de pointe, à Monsin, Ham et Angleur. La centrale d'Angleur a été inaugurée et représente une puissance de 128 MW qui atteint sa puissance maximale en 9 minutes. Ces centrales sont importantes pour répondre aux fortes variations de la demande d'électricité.

EDF Luminus exploite également quatre centrales à cycle combiné à Angleur, Ringvaart, Seraing et Ham. Dans cette dernière, la chaleur récupérable après la turbine à vapeur est utilisée pour le réseau de chauffage urbain. Il est à noter que la centrale de Ringvaart a atteint un record de plus de 5 000 jours sans accident en 2012.

### EDF Luminus

EDF, via sa filiale EDF Belgium, détient 63,5 % de la société EDF Luminus. L'identité belge de la société a été préservée, conformément aux souhaits d'EDF. Grâce à la présence à hauteur de 36,5 % des actionnaires belges, représentant les différents équilibres régionaux du pays, cette position permet à EDF de contribuer au développement de la concurrence sur le marché belge. Pour renforcer son ancrage local, EDF et EDF Luminus ont signé une convention tripartite en partenariat avec la province de Liège et les communes de Liège et de Seraing le 13 juillet 2012 sur une collaboration en matière de mobilité électrique, d'efficacité énergétique, de solidarité, de formation et de R&D.

L'environnement réglementaire dans lequel EDF Luminus opère tant à l'amont qu'à l'aval a fortement évolué en 2012. Les éléments clés de cette évolution sont :

- l'introduction d'un tarif d'injection à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2012 ;
- le gel transitoire des prix indexés de l'électricité et du gaz à partir du 1<sup>er</sup> avril 2012 ;
- une augmentation de la taxe nucléaire de 250 millions d'euros à 550 millions d'euros pour l'ensemble du secteur.

EDF Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie. L'entreprise représente près de 12 % de la capacité au niveau national, avec 2 038 MW installés.

La production d'électricité d'EDF Luminus en 2012 a atteint 5 358 GWh. La société emploie environ 1 000 personnes.

EDF Luminus dispose de deux projets en cours de développement de nouvelles centrales thermiques à gaz : Navagne (en Wallonie) et Nest-Energie (en Flandre), disposant chacune d'une puissance installée potentielle de 890 MW.

EDF Luminus a engagé une procédure de cession du projet Nest-Energie en octobre 2012, conformément aux engagements pris par EDF vis-à-vis de la Commission européenne lors de l'acquisition de Segebel (actionnaire majoritaire d'EDF Luminus, anciennement SPE) en 2009. Diverses procédures (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »)) visant une levée de cet engagement sont pendantes. En outre, EDF a adressé à la Commission une demande de levée de l'engagement relatif à Nest-Energie. EDF Luminus est présent dans les énergies renouvelables avec des éoliennes *on-shore* (réparties sur 22 sites en Wallonie et en Flandre). La société figure parmi les leaders de l'éolien en Belgique avec une puissance installée d'environ 117 MW, elle vise un parc éolien de 255 MW en 2015. En 2012, EDF Luminus a acquis des projets éoliens existants à Spy et Ciney pour une capacité de 20 MW et obtenu le permis de construction à Thuin pour une puissance de 38 MW.

Sous sa marque « Luminus », la société EDF Luminus fournit de l'électricité et du gaz à environ 1,7 million de clients particuliers et professionnels (points de livraison) en Belgique. Après sa présence en Flandre et Wallonie, l'entrée en 2012 sur le marché résidentiel bruxellois constitue une nouvelle opportunité pour EDF Luminus de renforcer sa présence en Belgique.

## Pays-Bas

EDF et Delta disposent via une société commune, Sloe Centrale B.V., d'une centrale au gaz naturel de 870 MW<sup>1</sup> dans le sud-ouest des Pays-Bas, dont les deux unités de 435 MW ont été mises en service en 2009.

En 2011, EDF et Delta ont exploré la possibilité de développer une nouvelle centrale nucléaire à Borssele, dans la province de Zélande. Le 23 janvier 2012, Delta a annoncé sa décision de suspendre le projet pour quelques années, les conditions de développement de ce projet n'étant pas réunies.

### 6.3.3.1.4 Suisse

Le Groupe est présent en Suisse au travers de ses participations dans Alpiq Holding SA (25 %) et dans les ouvrages de production hydraulique de Châtelot (50 %) et de Mauvoisin (10 %).

Le groupe EDF détient une participation de 25 % dans l'énergéticien suisse Alpiq Holding SA (Alpiq). Alpiq est un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, issu du regroupement, réalisé en 2009, des actifs

industriels d'Atel et d'EOS 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'Émosson en Suisse. Il s'agit d'une entreprise électrique de taille significative au cœur des échanges électriques européens, active dans la production, la vente et le négoce d'énergie ainsi que dans les services énergétiques. Alpiq représente plus d'un tiers de l'approvisionnement en électricité sur le territoire suisse.

Sur la base du chiffre d'affaires 2012, publié par Alpiq (12 710 millions de francs suisses), l'ensemble constitué par Alpiq se classe au premier rang des électriciens suisses (137 TWh vendus en 2012, principalement sur les marchés de gros et aux grands clients européens du sud de l'Europe et d'Europe centrale et orientale). 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 2012, Alpiq disposait d'une puissance totale installée de 6 441 MW et d'une production de 19 988 GWh (hors contrats à long terme), détaillées dans le tableau ci-dessous :

	Capacité installée <sup>(1)</sup>		Production <sup>(1)</sup>	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire	775	12	5 751	29
Thermique à flamme	2 578	40	8 067	40
Hydraulique <sup>(2)</sup>	2 804	44	5 696	28
Autres renouvelables	284	4	474	3
<b>TOTAL</b>	<b>6 441</b>	<b>100</b>	<b>19 988</b>	<b>100</b>

(1) Données à 100 %.

(2) Comprenant les petites centrales hydrauliques.

Dans le cadre de son programme de restructuration, Alpiq a vendu le 24 mai 2012 à Delmi sa participation de 20 % au capital de la société italienne Edipower pour 200 millions d'euros environ. De même, Alpiq a cédé le 7 septembre 2012 sa filiale allemande du secteur technique d'alimentation en énergie (« EVT ») pour un montant total de 305 millions d'euros, dividendes et réserves compris. Alpiq a conclu le 20 décembre un contrat portant sur la vente de 15 % dans le projet de centrale de pompage turbinage de Nant de Drance, dans lequel elle conserve 39 %. Alpiq a également conclu des accords portant sur la cession de ses participations dans Romande Énergie et Repower.

Par ailleurs, Alpiq a réduit ses activités de vente internationales, vendu la société finlandaise Energiakolmio, décidé de quitter le *retail* en Italie ainsi qu'en Espagne et décidé de cesser les activités de la centrale de Spreetal en Allemagne à la fin de l'année 2012. Alpiq prépare la cession des actifs étrangers dans le domaine des nouvelles énergies renouvelables.

Le conseil d'administration a nommé un nouveau *Chief Executive Officer* avec prise de fonction au 1<sup>er</sup> janvier 2013 en remplacement du Président du conseil d'administration, qui exerçait cette fonction de CEO *ad interim*, ainsi qu'un nouveau *Chief Financial Officer* en octobre 2012, suite au départ en inactivité du précédent titulaire du poste.

En application de la loi sur l'approvisionnement en électricité (« LApEl »), Alpiq a transféré ses 1 800 km de ligne électrique à très haute tension à Swissgrid le 3 janvier 2013 et obtenu en contrepartie des actions de Swissgrid ainsi qu'une créance de plus de 400 millions de francs suisses dont le remboursement s'échelonne sur plusieurs années, avec un premier versement de 220 millions de francs suisses qui devrait être effectué au premier semestre 2013.

Toutefois, malgré l'ensemble des mesures prises et cessions réalisées, les conditions de marché restent difficiles, Alpiq clôture l'exercice 2012 avec un résultat négatif de 1 086 millions de francs suisses, compte tenu de nouvelles corrections de valeurs d'un montant de 1,4 milliard de francs suisses.

En conséquence, un renforcement du programme de restructuration et de réduction de coûts avec un objectif de plus de 100 millions de francs

suisses par année a été décidé. L'analyse de nouvelles cessions est en cours, notamment les centrales au lignite de Kladno et Zlin, situées en République tchèque, et Alpiq se réorganise par métiers (production, commercialisation & négoce, services énergétiques).

D'autres mesures sont en cours d'analyse, portant notamment sur un renforcement du capital sous la forme d'une dette subordonnée.

### 6.3.3.1.5 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.

EDF International détient 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 le groupe EDF un pacte d'actionnaires qui donne à EDF des pouvoirs plus étendus que sa minorité de blocage. ESTAG est à la tête d'un groupe de sociétés autrichiennes intervenant dans les domaines 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 Steveag-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.

### 6.3.3.1.6 Espagne

Au 31 décembre 2012, le groupe EDF détient 31,48 % du capital de la société Elcogas. Elcogas exploite à Puertollano une centrale innovante au « charbon propre » d'une puissance brute de 320 MW alimentée en mode GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné) grâce à la gazéification de charbon local et de petcoke. Outre le gaz naturel,

1. Données à 100 %.

cette installation permet d'utiliser du charbon et des coques de pétrole 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 2012, Elcogas a produit 1 207 GWh<sup>1</sup>, dont 993 GWh en mode GICC. Depuis 2010, l'installation de Puertollano comprend un pilote de captage de CO<sub>2</sub> et de production d'hydrogène. Il s'agit du premier pilote au monde de taille industrielle associé à un GICC. D'une puissance de 14 MWth, le pilote peut traiter 2 % du gaz synthétique issu du gazéifieur, capter 4,17 tonnes de dioxyde de carbone et produire entre 83 et 207,5 kilogrammes d'hydrogène à l'heure. Il s'agit de captage en précombustion, en amont de la turbine à combustion, suivant le procédé d'absorption chimique aux amines activées.

Le Groupe est également présent sur le marché espagnol au travers de sociétés espagnoles appartenant à des filiales : Fenice Instalaciones Iberica (voir section 6.3.2.6 (« Efficacité énergétique en Italie » – « EDF Fenice en Espagne »)), Dalkia España (voir section 6.4.1.3 (« Dalkia »)), SIF Energías Iberica et Fotosolar (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Energías Nuevas »)). EDF Trading est active sur ce marché à partir de sa plate-forme de trading de Londres (voir section 6.2.1.3 (« Optimisation amont/aval – Trading »)).

### 6.3.3.2 Amérique du Nord

Le groupe EDF est implanté sur tout le continent nord-américain, avec une forte présence aux États-Unis.

#### 6.3.3.2.1 Marchés nord-américains

##### 6.3.3.2.1.1 États-Unis

Avec une production d'électricité totale de 4 106 TWh en 2011<sup>2</sup>, les États-Unis constituent le plus grand marché énergétique au monde. D'après l'*Energy Information Administration* (« EIA »), la demande d'électricité devrait augmenter à un rythme annuel de 0,7 % par an entre 2010 et 2035<sup>3</sup>.

En 2011, le mix de production d'énergie des États-Unis était composé de 42 % de charbon, 25 % de gaz naturel, 19 % de nucléaire, 13 % d'énergies renouvelables et 1 % d'autres types d'énergie. Le gaz naturel et les énergies renouvelables (en particulier l'énergie éolienne) ont représenté la plus grosse part des nouvelles capacités mises en service en 2012.

Les défis à relever sont nombreux pour le secteur américain de l'électricité, qui doit effectuer d'importants investissements dans la production et le transport.

L'EIA estime que les besoins futurs attendus en électricité demanderont l'apport de 235 GW de capacité supplémentaire entre 2011 et 2035. Sur la même période, l'EIA prévoit un retrait de 88 GW de capacité, dont 49 GW pour le charbon. Le gaz naturel devrait représenter 60 % des ajouts de capacité contre 29 % pour les énergies renouvelables.

Parallèlement, l'Agence américaine de protection de l'environnement (« EPA ») devrait ainsi publier en 2013 une version finalisée des nouvelles réglementations majeures concernant les émissions de gaz à effet de serre, de particules, de mercure et de cendres de charbon, ainsi que l'impact environnemental des systèmes d'eau de refroidissement. L'entrée en vigueur des réglementations de l'EPA concernant les émissions de SO<sub>x</sub> et NO<sub>x</sub>, initialement prévue pour janvier 2012, est actuellement retardée par des contentieux. Les projets de réduction des émissions de carbone, quant à eux, ne rencontrent pour le moment pas assez de soutien aux États-Unis pour aboutir à une réglementation en la matière.

Les prix de l'électricité demeurent faibles en raison des prix bas du gaz naturel, qui résultent en particulier de la production de gaz de schiste et de la baisse de la demande d'électricité due au ralentissement de l'activité économique aux États-Unis. En mai 2012, le prix du gaz naturel Henry Hub a atteint son plus bas niveau depuis 1999. Selon l'EIA, les États-Unis devraient devenir un exportateur net de gaz naturel liquéfié en 2016 et un exportateur net de gaz naturel dans son ensemble en 2021.

##### 6.3.3.2.1.2 Canada

En 2010, la production d'électricité du Canada s'élevait à 589 TWh. La majeure partie de l'électricité produite dans le pays (61 %) provient de centrales hydrauliques. Les réseaux électriques du Canada et des États-Unis sont fortement intégrés. Le marché de l'électricité canadien est organisé par provinces et relativement fragmenté.

Il s'agit d'un marché de taille réduite mais solide, où les politiques provinciales en matière d'émissions de carbone et d'énergies renouvelables jouent un rôle déterminant. L'Ontario et le Québec constituent les deux principaux marchés. La Colombie-Britannique devrait bientôt accueillir le prochain marché d'envergure en développement. Le Canada, par sa stabilité, compense l'évolution irrégulière du marché des États-Unis. En Ontario, les politiques énergétiques se sont trouvées renforcées par l'élection du Parti libéral aux élections provinciales. Au Québec, à la suite de son élection en septembre 2012, la première ministre du Québec a annoncé son intention de fermer l'unique centrale nucléaire de la province, Gentilly 2, exploitée par Hydro-Québec. Avant cette annonce, Hydro-Québec envisageait d'y effectuer d'importants travaux de réfection. Par contraste, en Ontario, le réacteur 1 du site de Bruce A a été connecté au réseau le 19 septembre 2012, après des opérations de réfection qui ont commencé en 1997.

##### 6.3.3.2.1.3 Mexique

Au Mexique, le système d'électricité publique dispose d'une capacité installée de 62 GW en 2010, pour une production brute de 257,3 TWh. La plupart de la production d'électricité du Mexique provient de centrales thermiques. Les parts du charbon et du gaz naturel dans le mix de production se sont inversées au cours de la dernière décennie : en 2009, la production publique d'électricité était composée à 52 % de gaz naturel (15 % en 1999), 17 % de pétrole (47 % en 1999), 11 % d'énergie hydraulique, 12 % de charbon, 4,5 % de nucléaire, 3,0 % d'énergie géothermique et éolienne et 0,5 % liés au Diesel. Si le gaz naturel occupe une place de plus en plus importante dans le mix énergétique mexicain, le Mexique reste un importateur net de gaz naturel, en particulier en provenance des États-Unis.

Le principal acteur du marché est la Comisión federal de electricidad (Commission fédérale de l'électricité – « CFE »), une entreprise publique qui détient environ 75 % des capacités de production du pays.

Les prix élevés de l'électricité pour les clients commerciaux et industriels, ainsi que les conditions favorables des prêts bancaires, rendent l'énergie éolienne compétitive, sans besoin de recourir à des subventions. Le gouvernement fédéral s'est donné comme objectif d'atteindre les 7,5 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique d'ici 2017. Au premier semestre 2012, les parcs éoliens d'Oaxaca II, III et IV sont entrés en service. Ils ont été rejoints en fin d'année par les parcs d'Oaxaca I et de La Venta III. L'entrée en service de chaque parc correspond à l'ajout d'une capacité de production d'environ 100 MW.

#### 6.3.3.2.2 Activités du groupe EDF en Amérique du Nord

##### Stratégie d'EDF aux États-Unis

Le groupe EDF se concentre sur les segments d'activité à forte valeur ajoutée aux États-Unis, et de manière plus générale en Amérique du Nord, avec pour objectif de renforcer les positions existantes, de tirer parti du savoir-faire et des ressources du Groupe, et d'améliorer les performances financières.

À cet effet, en 2012, EDF a réorganisé ses fonctions centrales pour appuyer les lignes métiers et bénéficier de synergies et d'une meilleure coordination en Amérique du Nord.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- la production d'électricité d'origine nucléaire, par le biais de Constellation Energy Nuclear Group (« CENG »), détenu à 49,99 %, qui exploite cinq réacteurs nucléaires aux États-Unis avec une capacité installée totale de 4,1 GW<sup>1</sup>, et d'UniStar Nuclear Energy (« UNE »), société contrôlée à 100 % par EDF, qui travaille sur de nouveaux développements dans le nucléaire ;

1. Données à 100 %.

2. Source : US Energy Information Administration, *Monthly Energy Review*, novembre 2012.

3. Source : US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2012*, mise à jour juin 2012.

- les énergies renouvelables, notamment l'éolien et le solaire, principalement aux États-Unis (par le biais d'enXco, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Énergies Nouvelles renommée « EDF Renewable Energy » le 20 août 2012 dans le cadre de l'intégration à 100 % dans le Groupe) et dans une moindre mesure, au Canada et au Mexique (par le biais d'EDF Énergies Nouvelles), où le Groupe dispose de 2,3 GW de capacité installée. EDF Renewable Energy gère par ailleurs 7 GW supplémentaires grâce à des contrats d'exploitation et maintenance (« O&M ») ;
- le trading et l'optimisation, à travers toute la chaîne de valeur, sur les marchés nord-américains de gaz et d'électricité dans le cadre d'EDF Trading North America.

Le groupe EDF dispose de plus de 4,3 GW<sup>1</sup> de capacité installée et gère en outre, pour le compte de tiers, plus de 33 GW de capacité installée dans le cadre des service d'exploitation et maintenance ou d'optimisation auprès des tiers.

Par ailleurs, UNE poursuit ses travaux en vue de l'obtention d'une *Construction and Operating License Application* (« COLA ») pour le projet d'un nouveau réacteur nucléaire sur le site de Calvert Cliffs 3 dans l'État de Maryland, à partir de la technologie EPR. UNE a récemment revu les coûts et les conditions de développement du projet afin de prendre en compte les conditions actuellement incertaines et défavorables du marché. En décembre 2009, UNE a suspendu sa demande de COLA pour le projet d'un nouveau réacteur nucléaire sur le site de Nine Mile Point 3 (État de New York). Par ailleurs, UNE fournit des prestations de service à Pennsylvania Power & Light (« PPL ») dans le cadre de sa COLA pour Bell Bend (État de Pennsylvanie) ; PPL exploite deux réacteurs nucléaires (Susquehanna 1 et 2, en Pennsylvanie).

EDF ne détient plus d'action Exelon. Le Groupe a annoncé le 11 janvier 2013 avoir cédé à fin 2012 sa participation de 1,6 % du capital d'Exelon Corporation pour un montant d'environ 470 millions de dollars, participation détenue à la suite de la fusion entre Constellation Energy Group (« CEG ») et Exelon.

#### 6.3.3.2.2.1 Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

Le 6 novembre 2009, le groupe EDF et CEG ont créé CENG. Depuis la fusion entre Exelon et CEG, le groupe EDF et Exelon détiennent respectivement 49,99 % et 50,01 % de CENG. Au-delà de sa dimension financière, la participation d'EDF dans CENG permet à EDF de compter parmi les acteurs du secteur nucléaire américain et d'échanger les meilleures pratiques.

#### Organisation et règles de gouvernance de CENG

La gouvernance de CENG est conjointement assurée par un conseil d'administration composé de dix membres, dont cinq sont nommés par le groupe EDF, et cinq autres, dont le président, par Exelon. La direction de CENG est conjointement assurée par Exelon et le groupe EDF, à l'exception des questions liées à la sûreté, la sécurité et à la fiabilité des installations nucléaires et de la mise en conformité en matière de réglementation ou

d'environnement, ainsi que de la nomination des hauts dirigeants, pour lesquelles Exelon bénéficie d'un vote prépondérant lié à la désignation du président de CENG. Outre le président, le *Chief Nuclear Officer* et le *Chief Executive Officer* (Directeur Général) 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 de comités permanents d'audit, d'un comité permanent pour la sûreté nucléaire et l'exploitation, ainsi que d'un comité permanent de gouvernance et de rémunération, composés d'administrateurs nommés en nombre égal par Exelon et par le groupe EDF.

En application de l'accord d'exploitation et sauf exceptions et conditions précisées, chacune des parties à cet accord peut transférer sa participation dans CENG à un tiers sous réserve d'un droit de premier refus de l'autre partie.

En outre, CENG sollicite Exelon pour la fourniture de divers services administratifs. Le contrat en vigueur, qui expire le 31 décembre 2017, contient à la fois une partie fixe, sujette à une augmentation annuelle, et une partie variable basée sur la consommation.

Le 16 janvier 2012, Exelon, CEG, EDF et certaines de leurs filiales ont conclu un accord apportant un certain nombre de modifications au contrat d'exploitation de CENG. Les modifications apportées au contrat d'exploitation comprennent : l'obtention pour EDF du droit de nommer le directeur financier de CENG, des restrictions pour EDF et Exelon concernant le versement d'indemnités à certains dirigeants de CENG, l'obligation pour Exelon de ne pas débaucher d'employés de CENG et d'EDF pendant une période de deux ans à compter de la date de finalisation de la fusion, de répondre aux questions impliquant les relations de CENG avec les fournisseurs de biens et services d'Exelon susceptibles de modifier des dispositions du contrat d'exploitation relatives aux relations commerciales entre CENG et Exelon, et enfin l'obtention pour EDF et CENG de certains droits d'audit pour valider l'application des dispositions du contrat d'exploitation. L'accord avec Exelon comporte également les modalités d'indexation des montants facturés par CEG et Exelon à CENG pour la fourniture de services d'assistance administrative.

#### Activités du parc nucléaire de CENG (production et exploitation d'électricité nucléaire)

L'activité nucléaire de CENG s'exerce dans un environnement réglementaire placé sous le contrôle de l'autorité de sûreté nucléaire américaine, la *Nuclear Regulatory Commission* (« NRC »).

#### Capacité

CENG détient et exploite cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité. Les centrales, qui représentent une capacité totale de 4 140 MW, sont présentées dans le tableau ci-dessous. La durée des licences des unités 1 et 2 de Calvert Cliffs, de l'unité 1 de Nine Mile Point et de R.E. Ginna a été prolongée de 40 à 60 ans. La durée de la licence de l'unité 2 de Nine Mile Point a été prolongée de 40 à 58 ans.

Réacteurs	Localisation	Capacité (en MW)	% de détention	Capacité détenue en propre (en MW)
Calvert Cliffs 1	Calvert County (Maryland)	889	100	889
Calvert Cliffs 2	Calvert County (Maryland)	864	100	864
Nine Mile Point 1	Scriba (New York)	613	100	613
Nine Mile Point 2 <sup>(1)</sup>	Scriba (New York)	1 197	82	982
R.E. Ginna	Ontario (New York)	577	100	577
<b>TOTAL</b>		<b>4 140</b>		<b>3 925</b>

(1) CENG détient 82 % de cette unité (soit 982 MW sur la totalité des 1 197 MW de cette unité). Les 18 % de l'unité 2 de Nine Mile Point non détenus par CENG appartiennent à Long Island Power Authority (LIPA). LIPA reçoit 18 % de la capacité et de l'électricité produite par l'unité Nine Mile Point 2, en contrepartie du paiement à CENG de sa quote-part des coûts attachés à cette unité, et est responsable de sa part de 18 % des coûts de démantèlement de cette unité. CENG et LIPA, chacune pour son compte, sont tenues d'apporter un financement propre pour Nine Mile Point 2.

1. Les chiffres présentés reflètent le mode de consolidation employé des entités.

### Production et performance technique

Les centrales de CENG ont produit 24,9 TWh d'électricité nucléaire au 31 octobre 2012.

(En TWh)	Production		Facteur de charge	
	2011	2012	2011	2012
Calvert Cliffs 1	7,6	6,1	100,9	77,9 %
Calvert Cliffs 2	6,8	7,5	91,7	99,2 %
Nine Mile Point 1	4,6	4,8	84,0	89,0 %
Nine Mile Point 2	7,8	6,9	95,4	79,2 %
R.E. Ginna	4,3	4,6	84,7	91,2 %

### Sûreté nucléaire

La sûreté nucléaire constitue la première priorité des opérations de maintenance et d'exploitation des sites nucléaires de CENG. Le comité de pilotage, dirigé par le *Chief Nuclear Officer*, est chargé d'établir les règles de conduite et les processus nécessaires pour permettre à la société d'atteindre ses objectifs en matière de sécurité. Ces mesures visent à encourager les conduites exemplaires, la responsabilité personnelle, l'identification des problèmes et leur résolution, l'analyse des risques et la prise de décision appropriée, le tout afin de créer un environnement de travail sécurisé. Les centrales nucléaires de CENG sont conformes aux réglementations de la loi fédérale sur la qualité de l'eau (*Clean Water Act*).

### Combustible nucléaire

#### Approvisionnement en combustible nucléaire

L'approvisionnement en combustible des centrales nucléaires comprend :

- l'achat d'uranium (concentrés et hexafluorure d'uranium) ;
- la conversion de concentrés d'uranium en hexafluorure d'uranium ;
- l'enrichissement d'hexafluorure d'uranium ;
- la fabrication d'assemblages combustibles.

CENG a conclu des contrats à long terme pour l'achat, la conversion et l'enrichissement de combustible nucléaire, ainsi que pour la fabrication d'assemblages de barres de combustible. Ces engagements devraient lui permettre de disposer de quantités suffisantes pour satisfaire les besoins estimés pour les prochaines années. Ces contrats s'étalent de 2011 à 2028. Les marchés du combustible nucléaire sont concurrentiels et connaissent des prix parfois volatils, mais la direction du Groupe ne pense pas rencontrer de problème pour satisfaire ses besoins d'approvisionnement futurs.

#### Stockage du combustible nucléaire usé – installations fédérales

Dans le *Nuclear Waste Policy Act* (« NWPA ») de 1982, il était demandé au gouvernement fédéral de développer, par l'intermédiaire du *Department of Energy* (« DoE »), l'aménagement d'un entreposage destiné à recueillir le combustible usé et les déchets hautement radioactifs. Conformément au NWPA et aux contrats types conclus entre CENG et le DoE, CENG est tenu de verser au DoE une part d'un millième (0,001 dollar américain) par kilowattheure de sa production nette d'énergie nucléaire, afin de payer les coûts des déchets hautement radioactifs (la « taxe DoE »). Cette charge est enregistrée comme « taxe DoE d'entreposage des déchets nucléaires ». Cependant, bien que le NWPA et les contrats conclus entre CENG et le DoE mentionnent que le DoE aurait dû prendre en charge les déchets hautement radioactifs au plus tard le 31 janvier 1998, cette échéance n'a pas été respectée. Le retard du DoE a contraint CENG à prendre de nouvelles mesures assorties de coûts supplémentaires pour organiser et entretenir des dispositifs d'entreposage du combustible usé sur place au sein de ses trois sites nucléaires. CENG a installé ou prévoit d'installer des

installations indépendantes d'entreposage du combustible usé (« ISFSI ») sur chacun de ses sites.

En juin 2012, la Cour d'Appel du district de Columbia, qui a été sollicitée par plusieurs États fédérés, a demandé au DoE de justifier la collecte de la taxe sur la production d'électricité d'origine nucléaire qui vise à abonder le *Nuclear Waste Fund*. En parallèle, la même Cour d'Appel a invalidé le 8 juin 2012 la *Waste Confidence Decision*.

#### Stockage du combustible nucléaire usé – installations sur site

La NRC a accordé à Calvert Cliffs une licence pour exploiter sur site une installation de stockage indépendante de combustible usé jusqu'en 2012. Le site ainsi que l'installation de stockage indépendante installés à ce jour disposent d'une capacité de stockage suffisante pour recueillir le contenu intégral du cœur jusqu'en 2015. Calvert Cliffs prépare actuellement le renouvellement de la licence de son unité de stockage indépendante et l'augmentation de sa capacité de façon à pouvoir poursuivre les opérations jusqu'en 2036.

L'installation d'une unité de stockage indépendante de combustible sur le site de Ginna a été terminée en 2010.

#### Coût de démantèlement des installations nucléaires

CENG a l'obligation de démanteler ses centrales nucléaires à la fin de leur période d'exploitation. Conformément à la réglementation de la NRC et aux conditions imposées par les États fédérés concernés, CENG a mis en place des fonds exclusivement destinés à couvrir les coûts de démantèlement des centrales. Le comité d'investissement de CENG établit la stratégie générale d'investissement relative à ces fonds, y compris l'allocation des actifs entre les différentes classes d'actifs.

#### 6.3.3.2.2 EDF Trading en Amérique du Nord

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur les marchés nord-américains de l'électricité, du gaz, du charbon, du fret et des produits environnementaux ainsi que dans l'optimisation d'actifs. EDF Trading est l'un des plus grands fournisseurs de services de marché aux secteurs de l'énergie et du gaz de gros en Amérique du Nord, avec une capacité de production de 26 GW sous gestion. Il assure également la commercialisation d'environ 2 millions de mètres cubes de gaz par jour et dispose d'une capacité de stockage d'environ 1,3 million de mètres cubes. La société participe activement à l'achat et à la vente de certificats d'énergies renouvelables et de biogaz aux États-Unis sur les marchés primaires et les marchés dérivés. L'entreprise est également leader sur le marché international du charbon, avec des contrats d'exploitation de terminaux charbonniers et de transport ferroviaire et fluvial à long terme pour ses exportations vers la côte est et le golfe du Mexique. En 2012, EDF Trading a renforcé ses capacités de production de gaz naturel avec l'acquisition de champs de production de gaz naturel au Texas. EDF Trading est enfin actif dans la commercialisation et le transport du pétrole brut. (voir section 6.4.1.1 (« EDF Trading »)).

### Marchés nord-américains de l'électricité

En Amérique du Nord, EDF Trading est un acteur majeur sur le marché de l'électricité et constitue, aux États-Unis, l'un des principaux prestataires de services de gestion d'énergie pour les producteurs. EDF Trading gère une capacité de production de plus de 26 GW. EDF Trading fournit notamment des services d'expédition, de planification, de provenance, de gestion des combustibles et de gestion des risques ainsi que de tarification nodale et participe à tous les plus grands points d'échange d'électricité en Amérique du Nord. EDF Trading assure également l'optimisation d'une partie de la production nucléaire d'EDF aux États-Unis.

En 2012, EDF Trading a renforcé sa présence en Amérique du Nord avec des opérations réalisées à 62 points d'échange, ce qui représente une augmentation d'environ 30 % par rapport à 2011. EDF Trading a augmenté le nombre de ses actifs de production sous contrat sur l'ensemble des marchés dérégulés aux États-Unis. EDF Trading a également signé ses premiers contrats de services de gestion d'énergie dans les États du Colorado, Maryland et Michigan et est un important prestataire de service de gestion d'énergie aux États-Unis dans les régions du centre ouest et des Rocheuses.

### Marchés nord-américains des produits environnementaux

La société est très active sur le marché américain des produits environnementaux et s'appuie pour cela sur son expérience sur le marché européen. Aux États-Unis, son portefeuille inclut les certificats d'énergies renouvelables, le biogaz, les émissions et crédits de carbone et les dérivés climatiques. En 2012, EDF Trading a poursuivi sa collaboration avec EDF Renewable Energy dans le cadre de différentes opportunités de développement commercial liées aux énergies renouvelables. EDF Trading a également réalisé des opérations préparatoires en vue de la mise en place début 2013 du système d'échange de quotas d'émissions en Californie.

### Marchés nord-américains du gaz

EDF Trading est l'un des leaders des marchés de gros mondiaux de gaz et de GNL, et opère à très grande échelle géographique. En 2012, EDF Trading a signé de nouveaux accords de fourniture aux États-Unis et créé une nouvelle activité de production gazière. EDF Trading a également élargi ses activités commerciales et industrielles sur les marchés nord-américains du gaz.

### Marchés nord-américains du charbon et du fret

EDF Trading est un acteur de premier plan sur les marchés physiques et financiers mondiaux du charbon. EDF Trading est un des premiers importateurs de charbon en Europe. La société dispose de contrats à long terme, de terminaux charbonniers, d'une flotte moderne de vraquiers, de capacités portuaires et ferroviaires et de capacités d'exportation à long terme. EDF Trading présente une activité fret et charbon pleinement intégrée, avec de multiples sources d'approvisionnement dans le monde entier, notamment en Afrique du Sud, en Asie, aux États-Unis et en Europe de l'Est. EDF Trading est en mesure d'obtenir, stocker, mélanger, livrer et négocier le charbon et propose une gamme de services tout au long de la chaîne d'approvisionnement, depuis le port de chargement jusqu'aux portes de la centrale thermique.

### Marchés nord-américains du pétrole brut

En 2012, EDF Trading a créé une nouvelle ligne d'activités liée à la logistique du pétrole brut qui vient compléter son portefeuille d'activités en Amérique du Nord. Cette nouvelle activité a débuté ses premières transactions commerciales dans cinq des plus grands états producteurs de pétrole brut aux États-Unis (Texas, Louisiane, Oklahoma, Dakota du Nord et Wyoming). En décembre 2012, EDF Trading a acheté et transporté du pétrole brut par camionnage et par *pipeline*. EDF Trading prévoit de développer cette activité en 2013.

#### 6.3.3.2.2.3 EDF Énergies Nouvelles en Amérique du Nord

EDF Énergies Nouvelles, au travers de ses filiales EDF Renewable Energy, EDF EN Canada et EDF EN Mexico, a poursuivi son développement en Amérique du Nord, mettant en service 1 035 MW de capacités éoliennes, photovoltaïques et biomasse. EDF Énergies Nouvelles, suite à son intégration

à 100% dans le Groupe, a fait évoluer la marque enXco en EDF Renewable Energy et la marque enXco Service Corporation en EDF Renewable Services.

Par ailleurs, EDF Énergies Nouvelles a continué sa politique dynamique d'optimisation de ses actifs en Amérique du Nord en procédant à la cession de certains de ses parcs pour un total de plus de 320 MW.

### États-Unis

Le groupe est présent aux États-Unis à travers EDF Renewable Energy, filiale à 100 % d'EDF Énergies Nouvelles et producteur indépendant d'énergies renouvelables. EDF Énergies Nouvelles détient 1 860,7 MW bruts (soit 1 697,1 MW nets) de capacité installée éolienne, solaire et de biogaz aux États-Unis au 31 décembre 2012. En 2012, EDF Renewable Energy a mis en service les parcs éoliens suivants : Pacific Wind (140 MW), Shiloh IV (102,5 MW), Spearville 3 (100,8 MW), Bobcat Bluff (150 MW) et Spinning Spur (161 MW). Parallèlement, EDF Renewable Energy a réalisé les projets solaires suivants : Eastern Long Island Solar (12,82 MWC) et Pukana Solar (0,59 MWC).

Au titre de ses activités d'exploitation et de maintenance, EDF Renewable Services gère des turbines éoliennes et des panneaux solaires à titre d'exploitant principal et pour le compte de tiers pour une capacité totale de plus de 7 GW au 31 décembre 2012, dont 3 GW de nouvelles capacités gérées gagnées en 2012.

### Canada

En 2008, EDF Énergies Nouvelles a remporté un appel d'offres lancé par Hydro-Québec pour la construction de cinq parcs éoliens d'une capacité totale de 954 MW au Québec. Le parc de Saint-Robert Bellarmin (80 MW) a été mis en service en octobre 2012. Deux autres projets, Massif du Sud (150 MW) et Lac Alfred phase I (150 MW) ont été mis en service en décembre 2012. Le programme de réalisation s'échelonne jusqu'en 2015. La construction du parc éolien Lac Alfred phase 2 (150 MW) a débuté fin 2012.

Deux autres projets d'une capacité totale de 49,2 MW, élaborés à la suite d'un autre appel d'offres d'Hydro-Québec remporté en décembre 2010, sont également en cours de développement.

D'autre part, EDF EN Canada détient un parc de production solaire, Arnprior Solar Project, d'une capacité de production de 23,4 MW situé dans la province de l'Ontario.

### Mexique

Au Mexique, pays au potentiel de développement éolien considérable, EDF Énergies Nouvelles a construit et mis en service le parc éolien de La Ventosa en 2010. Ce site de 67,5 MW est situé dans la région très venteuse d'Oaxaca, au sud du Mexique.

En 2012, la construction des projets éoliens de Bii Stinu (164 MW) et Santo Domingo (160 MW) a débuté.

À fin 2012, le Groupe dispose d'une capacité installée totale au Mexique de 89,5 MW.

### 6.3.3.3 Asie-Pacifique

Les activités du groupe EDF conduites par la Direction Asie-Pacifique se concentrent sur la Chine et les pays à fort développement de l'Asie du Sud-Est et de l'Asie du Sud.

L'investissement dans le secteur de la production électrique en Asie, notamment en Chine, constitue un enjeu industriel pour le groupe EDF. Dans le nucléaire, en complément du projet de construction et d'exploitation de deux réacteurs de type EPR, les nouveaux projets dans cette zone doivent apporter au Groupe l'accès aux innovations technologiques, et lui permettre dans le même temps de valoriser son savoir-faire industriel. L'objectif d'EDF est de maintenir ainsi ses atouts concurrentiels et technologiques dans un contexte de compétition internationale pour le programme nucléaire mondial, pour l'équipement de pays émergents et dans la perspective du renouvellement du parc français.

### 6.3.3.3.1 Activités du groupe EDF en Chine

Présent depuis près de 30 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 4,9 GW<sup>1</sup>. Avec le projet de Taishan phase 1 (2 réacteurs de 1 750 MW chacun), EDF est devenu investisseur dans un projet de production d'électricité à partir d'une centrale nucléaire de type EPR en Chine. Par ailleurs, 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, la distribution d'électricité et les énergies renouvelables dont l'éolien. Pour poursuivre son développement en Chine, EDF a pris la décision en 2012 d'établir une société *holding* en Chine. La *holding* devrait être en place courant 2013.

#### Activités dans la production d'électricité nucléaire

##### Centrales de Daya Bay, de Ling Ao et de Taishan EPR phase 1

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 le groupe chinois China Guangdong Nuclear Power (CGNPC) pour la construction des deux tranches de la centrale de Ling Ao phase 1 (2 réacteurs de 1 000 MW), mises en service respectivement en 2002 et 2003, EDF apporte aujourd'hui une assistance à la société Daya Bay Nuclear Operation and Management dans le domaine de l'exploitation. Les performances enregistrées par ces centrales depuis leurs mises en service constituent une des principales références du Groupe en Chine.

EDF est aussi intervenu en assistance à la filiale de CGNPC, China Nuclear Power Engineering Company Ltd. (CNPEC) sur le projet Ling Ao phase 2, consistant à construire deux nouvelles tranches de 1 000 MW sur ce site. Les deux unités de Ling Ao phase 2 ont été mises en service respectivement en septembre 2010 et en août 2011.

Au 31 décembre 2012, EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), qui a pour objet de financer, de construire, de mettre en service et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province du Guangdong. La durée de la société est fixée à 50 ans, soit la durée maximale autorisée à ce jour pour une joint-venture dans le nucléaire en Chine. Par cette opération, le Groupe est pour la première fois investisseur dans la production nucléaire dans ce pays. Courant 2012, CGNPC a invité son partenaire électricien régional YueDian à participer au projet en lui cédant 19 de ses 70%. Le 26 novembre 2012, EDF International a approuvé une augmentation de capital, à réaliser courant 2013 pour suivre le développement du projet.

La pose du dôme du bâtiment réacteur de la deuxième tranche du réacteur n° 2 est intervenue le 12 septembre 2012. Celle du réacteur n° 1 avait été réalisée avec succès le 23 octobre 2011, marquant le début des montages des systèmes électromécaniques. En particulier, les gros composants du circuit primaire ont été livrés et le soudage de la boucle primaire principale a été achevé en décembre.

Le rapport de sûreté a été transmis à l'autorité de sûreté chinoise en décembre 2012.

Les activités en 2013 se concentreront sur les montages électromécaniques et le début des essais de démarrage.

#### Accords de partenariat

L'accord de partenariat global entre EDF et CGNPC (Global Partnership Agreement ou GPA) signé en 2007 a été complété par un protocole d'accord sur la mise en œuvre de ce partenariat signé le 29 avril 2010. Pour ce faire, EDF a mis en place une structure basée à Shenzhen regroupant tous les métiers du nucléaire, au plus près de son partenaire chinois. Les objectifs de cette structure sont de permettre le développement de nouveaux projets d'investissement en Chine comme à l'étranger, ainsi que de promouvoir le modèle EDF comme opérateur architecte-ensemblier intégré, tout en

entraînant l'industrie française. Pour ce faire, les experts dans cette structure s'attachent en particulier à promouvoir les codes et standards français ainsi que le référentiel de sûreté nucléaire d'EDF.

Courant 2012, EDF, Areva NP et CGNPC ont conclu un accord de coopération en vue d'envisager l'élaboration d'un réacteur de troisième génération de taille intermédiaire.

EDF a par ailleurs conclu le 29 avril 2010 un accord-cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC) visant à favoriser une coopération sur la gestion d'entreprise et sur certains domaines techniques.

En 2012, EDF a renouvelé des accords-cadres de partenariat avec la société des Trois Gorges et China Guodian Corporation, tous deux de grands acteurs du secteur électrique chinois.

#### Activités dans la production d'électricité thermique charbon

EDF est présent dans la production d'électricité thermique à partir de charbon en Chine depuis le 3 septembre 1997, date de signature et d'approbation par le gouvernement du Guangxi du contrat de concession de la centrale de Laibin B.

##### French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (« Figlec »).

Au 31 décembre 2012, EDF possède 100 % de French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (« Figlec »), la société propriétaire de la centrale de Laibin B (2 x 360 MW de puissance installée), dans la province du Guangxi, 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 doit être contractuellement transférée au gouvernement du Guangxi en 2015.

##### Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

Au 31 décembre 2012, le groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales à charbon dans la province du Shandong, d'une puissance totale de 3 060 MW. Les autres actionnaires sont le groupe Guodian et l'électricien hongkongais CLP. Ces centrales ont été mises en service progressivement entre 1987 et 2004.

##### Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

Au 31 décembre 2012, le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de Sanmenxia 2 (province du Henan), mise en service en 2007, d'une capacité installée de 2 x 600 MW, de technologie dite « charbon supercritique ». Cette prise de participation s'est effectuée via une joint-venture dont la durée de vie a été fixée jusqu'à 2039 par les autorités chinoises. Les autres actionnaires sont deux sociétés chinoises dont le groupe Datang, majoritaire dans DSPC.

#### Nouveaux projets

Le Groupe étudie avec des opérateurs de production d'électricité chinois l'opportunité d'éventuelles participations dans de nouvelles centrales au charbon de technologie avancée dite « supercritique » ou « ultra-supercritique ».

#### Activités dans le secteur du gaz

##### Beijing United Gas Engineering & Technology Company (« Buget »)

EDF a pris la décision de se désengager de la société Buget. À cet effet, un accord de cession de participation sous conditions a été conclu avec la société Tractebel Engineering SA le 16 septembre 2012. La cession interviendra après accord des autorités chinoises. Au 31 décembre 2012, EDF est encore actionnaire à hauteur de 20 % dans la société Buget.

1. Données à 100 %.

### Activités dans la production d'électricité hydraulique

Présente depuis 1985 dans ce domaine, EDF est un acteur reconnu. Le Groupe est intervenu comme consultant sur plusieurs ouvrages installés en Chine et examine à nouveau les opportunités d'investissement ou d'offres de service qui répondraient à un besoin de la partie chinoise, qui développe un ambitieux programme hydraulique.

### Activités dans le domaine de la R&D

EDF a établi une structure R&D en Chine. Les activités R&D portent essentiellement sur les domaines de l'énergie propre, l'efficacité énergétique, la concentration solaire, le stockage d'énergie, la capture et le stockage de carbone et la simulation numérique. Pendant l'année 2012, plusieurs accords de collaboration R&D ont été conclus avec des universités et instituts chinois prestigieux, et un accord de prestation de services a été conclu avec le groupe China Metallurgical Group Corporation (MCC) dans le domaine des technologies de structures « sandwich acier-béton ».

### Activités dans le domaine de la distribution d'électricité

En conformité avec la politique du Groupe, ERDF a la volonté de développer son activité au niveau international et notamment en Chine. Depuis septembre 2011, ERDF-I est présent en Chine et promeut, dans la continuité des contacts et visites préalablement réalisés avec EDF Chine, les coopérations et projets potentiels avec cinq partenaires principaux. ERDF-I a la volonté d'apporter son expertise, ses méthodes et ses outils les plus performants au service du management et de la performance du réseau. La cible à long terme est de participer au management des distributeurs pour améliorer leur performance.

#### 6.3.3.3.2 Activités du groupe EDF en Asie du Sud-Est et du Sud

L'activité du groupe EDF en Asie du Sud-Est et 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, et qui offre des opportunités de type *Independent Power Plants* (« IPP »), comme le complexe de Nam Theun 2 au Laos et le cycle combiné gaz de Phu My 2.2 au Vietnam. EDF manifeste également son intérêt pour des projets de conception, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales de production, principalement thermique et hydraulique dans les autres pays de l'Asie du Sud-Est.

##### 6.3.3.3.2.1 Vietnam

Au 31 décembre 2012, EDF possède 56,25 % 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 (*Independent Power Plant*) 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 (*Build, Operate, Transfer*) a une durée de 20 ans. EDF a assuré en 2005 la livraison clés en main de la centrale, et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation.

L'offre remise par EDF le 28 juillet 2011 dans le cadre d'un appel d'offres international pour le développement, le financement, la construction et l'exploitation pendant 25 ans de la centrale charbon 2 x 560 MW de Nghi Son 2 dans le nord du Vietnam n'a pas été retenue par le *Ministry of Industry and Trade* (« MOIT ») qui a procédé le 23 mars 2012 à l'ouverture de la seule offre de Marubeni/Kepco.

EDF a également manifesté son intérêt pour le développement de centrales à cycle combiné gaz sur le site d'Omon dans le sud du Vietnam.

##### 6.3.3.3.2.2 Laos

Au 31 décembre 2012, le groupe EDF détient 40 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société propriétaire du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2, d'une puissance installée de 1 070 MW<sup>1</sup>, construite par le groupe EDF dans le cadre d'un contrat « clés en main ». Les autres actionnaires sont une société thaïlandaise, EGCO (Energy Generating Company), à hauteur de 35 % et une société d'État laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise), à hauteur de 25 %. La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos. L'électricité produite est vendue à la Thaïlande pour 95 % et au Laos pour 5 %. L'ensemble du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2 a été mis en service le 30 avril 2010.

##### 6.3.3.3.2.3 Activités dans la production d'électricité hydraulique et thermique

Le groupe EDF a exprimé son intérêt pour participer aux études et au développement de projets hydroélectriques au Népal, au Cambodge, au Laos, au Myanmar, en Papouasie - Nouvelle-Guinée et aux Philippines, ainsi que des projets thermiques en Thaïlande (gaz naturel) et en Indonésie (charbon).

### 6.3.3.4 Amérique latine, Afrique et Moyen-Orient

En Amérique latine, le groupe EDF est présent sur le marché brésilien.

En Afrique et au Moyen-Orient, le Groupe entend développer des modes d'intervention, variables selon les zones géographiques, en tant qu'axe de croissance dans les nouveaux marchés des pays à forte croissance. Par ailleurs, il poursuit ses interventions au titre de l'accès à l'énergie.

#### 6.3.3.4.1 Brésil

Le groupe EDF détient 90 % d'UTE Norte Fluminense, société qui a construit et exploite depuis fin 2004 la centrale à cycle combiné gaz de Norte Fluminense, d'une puissance installée de 0,86 GW et située à Macaé, dans l'État de Rio de Janeiro. UTE Norte-Fluminense vend 725 MW à 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 6 554 GWh en 2012.

UTE Norte Fluminense dispose d'une usine solaire dans le pays, à Macaé, constituée de 1 764 modules plaques photovoltaïques, qui permet une réduction d'environ 250 tonnes de CO<sub>2</sub> par an. EDF projette la mise en place d'autres projets de production solaire au Brésil.

Ainsi le 23 février 2012, EDF Consultoria (filiale d'EDF) et Light Esco ont créé un consortium pour la conception, la construction et l'exploitation d'une centrale photovoltaïque sur le toit du stade Maracaña, à Rio de Janeiro.

Dans une optique de positionnement sur le long terme, EDF a signé avec les sociétés brésiliennes Eletrobras et Eletronuclear un accord de coopération dans les domaines hydraulique et nucléaire d'une durée de cinq 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 d'environ 10 682 MW) et organiser le partage d'expériences et de bonnes pratiques concernant le déploiement du nouveau programme électronucléaire brésilien.

L'accord de coopération technique (*Technical Cooperation Agreement*) signé entre EDF, Eletrobras, Eletronorte et Camargo Correa, qui organise les activités d'études de faisabilité technique, économique et environnementale du complexe hydroélectrique de Tapajos, a été prolongé jusqu'en juillet 2014. 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. Les études environnementales et sociales liées au projet,

1. Données à 100 %.



préoccupations majeures pour le Groupe, ont pu démarrer en 2012 en raison de la promulgation le 5 janvier 2012 par le gouvernement brésilien d'une mesure provisoire de déclassement de certaines zones protégées, mesure confirmée par une loi le 25 juin 2012. L'accord a alors fait l'objet d'un avenant actant son élargissement à cinq nouveaux partenaires (GDF Suez, Néoenergia, Endesa, Cemig, Copel). À la suite de cet amendement, les neuf partenaires ont créé, le 1<sup>er</sup> août 2012, un consortium d'études.

Le partenariat avec Eletrobras s'est renforcé avec la signature, le 29 mai 2012, de deux accords de coopération supplémentaires, l'un portant sur le développement de projets à l'international (hors Brésil) et l'autre, sur des activités de recherche et développement.

#### 6.3.3.4.2 Afrique du Sud

Le gouvernement sud-africain, qui prévoit un doublement de la puissance électrique installée (de 44 à 89 GW) d'ici 2030, maintient sa volonté d'avoir recours au nucléaire dans son futur bouquet énergétique. Le plan directeur énergie du pays a été promulgué par le ministre de l'Énergie en mai 2011, postérieurement à l'accident de Fukushima. Il prévoit la mise en service de 9,6 GW d'énergie électronucléaire entre 2023 et 2030. Le domaine du nucléaire requiert une technologie présentant un niveau de sûreté le plus élevé possible. Un comité interministériel s'est réuni pour la première fois le 7 août 2012. À la suite de cette réunion, le cabinet de la Présidence a mandaté Eskom comme propriétaire-exploitant de la future flotte, le 8 novembre 2012.

Eskom a lancé un appel d'offres en juin 2012 pour la formation de ses futurs formateurs dans le cadre du programme nucléaire à venir. Il l'a attribué en octobre au consortium formé par EDF et AREVA. Le contrat a été signé en novembre 2012.

Dans le domaine de la production thermique à flamme, un protocole d'accord a été signé le 2 mars 2011 entre EDF et Eskom pour la création d'un institut de formation d'ingénieurs sud-africains, l'EPPEI (*Eskom Power Plant Engineering Institute*). Dans un premier temps, les cours suivis par les futurs ingénieurs portent sur le domaine de la production, avec un élargissement futur du programme pédagogique aux techniques de distribution et du transport d'électricité.

En Afrique du Sud, EDF Énergies Nouvelles a également pris position sur le marché éolien en étant retenu par le Département de l'énergie sud-africain pour trois projets éoliens alloués dans le cadre de la seconde phase de l'appel d'offres d'énergie renouvelable en Afrique du Sud lancé en août 2011. Ces trois projets, dont la construction devrait débuter en 2013, représentent une puissance totale de 104 MW. (Voir section 6.4.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

#### 6.3.3.4.3 Maroc

EDF et l'Office national de l'électricité et de l'eau marocain (« ONEE ») ont signé le 11 janvier 2012 à Rabat un accord général de coopération portant sur neuf thèmes d'intérêt commun. L'ambition des deux opérateurs est ainsi de mettre en place et faire fructifier un partenariat robuste et durable dans l'ensemble des domaines de la chaîne de valeur, et notamment la production hydraulique et thermique ainsi que les énergies renouvelables. L'optimisation amont/aval, la formation et la coopération régionale font également partie des champs de travail retenus.

L'année 2012 est marquée par l'entrée d'EDF Énergies Nouvelles sur le marché marocain des énergies renouvelables. Le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co., a été retenu dans le cadre d'un appel d'offres lancé par l'ONEE marocain pour le projet éolien de Taza, d'une puissance de 150 MW. Situé dans le nord du Maroc, le projet éolien de Taza sera équipé de 50 turbines Alstom, d'une puissance unitaire de 3 MW (Voir section 6.4.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

#### 6.3.3.4.4 Sénégal

La crise très grave traversée par le secteur électrique sénégalais a conduit le gouvernement de ce pays à demander à EDF de l'appuyer dans le diagnostic de la situation et dans la définition d'un plan d'urgence visant à rétablir durablement la qualité du service.

EDF a poursuivi son intervention en 2012 dans le cadre d'un accord de coopération signé le 17 décembre 2010 portant sur tous les volets de l'activité du secteur : production, distribution et commercialisation.

L'intervention d'EDF porte prioritairement sur la réhabilitation du parc de production de la Sénélec (Société Nationale d'Électricité du Sénégal), ce qui permettra de limiter l'utilisation des groupes de production les moins performants.

#### 6.3.3.4.5. Moyen-Orient

La Direction Production Ingénierie Thermique avec le Centre d'ingénierie système transport (« CIST ») exerce de l'ingénierie et de la consultance dans la réalisation d'ouvrages de transport, de *dispatchings* et d'études de réseaux aux Émirats arabes unis avec sa succursale d'Abu-Dhabi.

Par ailleurs, EDF s'intéresse au développement de centrales de production d'électricité et de dessalement d'eau de mer (IWPP) dans cette zone géographique.

##### 6.3.3.4.5.1 Arabie Saoudite

EDF et AREVA ont ouvert un bureau commun à Riyad en juin 2012 en vue de répondre aux autorités saoudiennes qui souhaitent développer une politique énergétique axée sur le remplacement des énergies fossiles par du nucléaire et des énergies renouvelables (solaire). KACARE (King Abdallah City for Atomic and Renewable Energy) est l'entité en charge du développement d'un programme de 17,6 GW nucléaire, et de 41 GW solaire, à construire d'ici 2032, visant à couvrir 20 % des besoins électriques du pays.

##### 6.3.3.4.5.2 Israël

EDF a développé, en 2012, un accord avec l'Israélien Israël Electric Power (IEC) identifiant des axes possibles de coopération entre les deux sociétés. EDF avait auparavant contracté une prestation d'études et d'assistance à la supervision de la construction des deux stations de transfert d'énergie par pompage (« STEP ») de Gilboa (300 MW) et Manara (200 MW).

EDF Énergies Nouvelles s'est implantée en Israël par le biais de sa filiale EDF Énergies Nouvelles Israël, qui a notamment noué un partenariat stratégique avec Arava Power, pionnier du solaire en Israël. Après l'acquisition, en 2011, de cinq projets en développement pour un total de 39,3 MWc, la filiale a remporté en janvier 2012 un appel d'offres pour 7 MWc lancé par l'ILA (*Israël Land Administration*). Au total, 70 MWc sont à construire à fin 2012 et près de 120 MWc à développer pour ce pays en plein essor. (Voir section 6.4.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

#### 6.3.3.4.6 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 souvent éloignées des réseaux électriques, le programme intervient par la création de sociétés de services énergétiques, alimentant les familles mais aussi les activités économiques et administratives telles que l'éducation, la santé, etc. (Maroc, Mali, Afrique du Sud). À fin 2012, six sociétés de ce type ont été créées dans cinq pays (Mali, Maroc, Afrique du Sud, Botswana et Sénégal). Environ 450 000 personnes bénéficient des services énergétiques de ces sociétés.

Dans toutes ces opérations, EDF intervient en partenariat avec des acteurs industriels internationaux tels que Total, ou locaux tels que Fres Calulo en Afrique du Sud, BPC au Botswana et Matforce au Sénégal, de manière à ce que ces derniers puissent prendre le relais lorsque les conditions d'une exploitation rentable et durable sont réunies.

En Afrique du Sud, la société KES (Kwazulu Energy Services) est détenue à hauteur de 50 % par EDF et à hauteur de 15 % par un opérateur local Calulo, le solde de 35 % étant détenu par Total. Créée en 2002, la société KES a initialement développé ses activités via des kits photovoltaïques dans le Kwazulu-Nata et, depuis 2007, elle étend son activité dans l'Eastern Cape. À fin 2012, KES alimente en énergie électrique, mais aussi en gaz domestique, environ 125 000 personnes pour un objectif de 270 000 dans les trois ou quatre prochaines années sur les deux provinces.

Au Botswana, EDF a été choisi par BPC, l'opérateur électricien national, pour l'accompagner en tant que partenaire stratégique dans la mise en œuvre de son programme d'électrification décentralisée par systèmes essentiellement photovoltaïques sur l'ensemble du territoire. EDF détient 45 % de BPC Lesedi, une filiale locale commune avec BPC. Cette entreprise est chargée de déployer le programme, avec un objectif de 300 000 à 400 000 personnes d'ici cinq ans, en s'appuyant sur un réseau de franchisés. Elle alimente à ce jour 3 000 personnes.

Au Sénégal, EDF est actionnaire de la société ERA à hauteur de 70 %, accompagné de son partenaire Matforce. ERA est opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, qui a démarré son activité à la fin de l'année 2012 avec un objectif de 180 000 personnes d'ici trois à quatre ans.

## 6.4 Autres activités et fonctions transverses

### 6.4.1 Autres activités

Le tableau ci-dessous indique les capacités installées et productions à fin 2012 du groupe EDF sur le segment Autres activités<sup>1</sup> :

	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Thermique à flamme	2 398	36	4 396	33
Hydroélectrique	81	1	78	1
Autres renouvelables <sup>(1)</sup>	4 190	63	8 656	66
<b>TOTAL</b>	<b>6 668</b>	<b>100</b>	<b>13 130</b>	<b>100</b>

(1) Incluant la totalité de l'entité EDF Énergies Nouvelles.

#### 6.4.1.1 EDF Trading

EDF Trading est l'interface du groupe EDF sur les marchés de gros de l'énergie et fournit des services d'optimisation et de gestion des risques. La société est présente sur les marchés européen et nord-américain de l'électricité, ainsi que sur les marchés du gaz naturel (GNL compris), du charbon, des transports maritimes et du fret pétrolier, et des produits liés à l'environnement. En 2012, EDF Trading s'est recentré sur son modèle d'activité de *trader* adossé à des actifs physiques au travers de l'acquisition d'actifs de long terme susceptibles de générer des revenus réguliers. En 2012, EDF Trading a négocié environ 3 130 TWh d'électricité (Europe et États-Unis), 445 milliards de thermies de gaz naturel, 706 millions de tonnes de charbon et 381 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> (en certificats d'émission).

Les activités de négoce d'EDF Trading sont intégrées à la stratégie d'optimisation de la DOAAT.

EDF Trading possède des bureaux en Europe, en Asie et en Amérique du Nord. Son siège social est situé à Londres. La société emploie environ 1 000 salariés.

Filiale à part entière d'EDF, elle est régie par l'autorité britannique de supervision des marchés financiers (*Financial Services Authority*).

##### 6.4.1.1.1 Négoce d'électricité

EDF Trading est une société de premier plan sur les marchés de gros d'électricité en Europe et en Amérique du Nord.

En Europe, EDF Trading gère les contrats d'exportation d'électricité à long terme d'EDF et joue un rôle prépondérant dans la gestion des ressources et la couverture du portefeuille de production et de vente d'EDF en Europe. EDF Trading possède ainsi un vaste portefeuille d'actifs et, de surcroît, fournit des services de gestion des risques, allant de l'équilibrage à court terme aux couvertures structurées à long terme, à une clientèle diversifiée.

En 2012, EDF Trading a déplacé ses opérations scandinaves à Londres afin de consolider ses activités de *trading*. Le nombre de positions de long terme (jusqu'en 2025) a été accru durant cette année, une activité d'optimisation court terme a été initiée pour le compte d'EDF Energy et EDF Luminus, enfin l'activité pour compte de tiers s'est développée.

En Amérique du Nord, EDF Trading est aux États-Unis un des principaux prestataires de services de gestion d'énergie pour les producteurs d'énergie. Ses services comprennent la programmation, l'approvisionnement en combustible, les études de marché, la couverture, la conduite réseau et la gestion des combustibles. La société est présente sur les plus grands hubs d'électricité en Amérique du Nord. EDF Trading est également responsable de l'optimisation d'une partie de la production nucléaire d'EDF aux États-Unis (voir section 6.3.3.2.2.2 (« EDF Trading en Amérique du Nord »)).

##### 6.4.1.1.2 Produits environnementaux

EDF Trading est active sur les marchés du carbone, de la biomasse, des biocombustibles et des dérivés climatiques, qui constituent son offre en produits environnementaux.

EDF Trading occupe une place prépondérante sur le marché des émissions de carbone. La société gère le fonds carbone d'EDF : 192 millions d'euros engagés pour l'achat de CER (soit 66 % de l'engagement maximal initial de 290 millions d'euros). Ce fonds est exploité par EDF dans le but de diversifier les sources de ses permis d'émissions et, ainsi, d'honorer ses engagements en matière d'environnement. EDF Trading participe activement aux échanges de permis d'émissions en Europe et d'unités de réduction certifiées des émissions (« CER »), à la production de CER et au mécanisme de développement propre (« MDP »), à l'échelle mondiale.

La société prend également part à l'achat et à la vente de certificats d'énergies renouvelables (« REC ») et de biogaz aux États-Unis et constitue l'un des premiers fournisseurs de biomasse au Royaume-Uni et en Pologne. En plus d'être un leader sur le marché européen des dérivés climatiques, EDF Trading est le principal importateur et négociateur d'énergie verte au Royaume-Uni et en Italie.

En 2012, EDF Trading a acquis deux unités de production en biomasse et biodiesel afin de poser les bases d'un développement dans ces deux marchés. Elle gère actuellement un portefeuille mondial de plus de 400 projets MDP et est le plus important développeur de projets en Chine. Elle a commencé à traiter et négocier des contrats en amont du schéma californien de négociations sur le carbone qui sera effectif début 2013 et a conclu sa

1. Les chiffres présentés reflètent le mode de consolidation employé des entités.

première transaction avec EDF Renewable Energy (ex-enXco). La palette de produits offerts aux clients de contrat de dérivés climatiques a été enrichie.

#### 6.4.1.1.3 Négocier le gaz

Présente un peu partout dans le monde, EDF Trading est l'un des leaders des marchés de gros mondiaux de gaz et de GNL. Elle dispose de ses propres actifs physiques dédiés au gaz, couvrant la production, le transport, la regazéification, l'approvisionnement à long terme et le stockage, ce qui lui permet de fournir au Groupe et aux tiers des solutions complètes en matière de marché de gros de gaz.

En 2012, la société a entrepris l'optimisation du portefeuille gazier européen du Groupe, y compris la partie transport et stockage. La croissance de cette activité ira de pair en 2013 avec la mise en service des nouvelles centrales à gaz d'EDF. Dans ce cadre, elle a pris en charge la gestion opérationnelle de deux cavités de stockage de gaz. Aux États-Unis, des actifs de production de gaz ont été acquis dans l'est du Texas afin de constituer une base de développement solide pour une expansion sur l'Amérique du Nord. Le développement des activités commerciales sur le marché nord américain du gaz s'est aussi poursuivi.

#### 6.4.1.1.4 Négocier le charbon et le fret

EDF Trading est un acteur de premier plan sur les marchés mondiaux du charbon et du fret. La société est l'un des premiers importateurs de charbon en Europe. Ses actifs comprennent des contrats de long terme, des terminaux charbonniers, une flotte moderne de vraquiers, des capacités portuaires, ferroviaires et une capacité d'exportation à long terme. EDF Trading est le fournisseur exclusif d'EDF en charbon en France et a fourni EDF Energy, EDF Polska et d'autres énergéticiens européens. EDF Trading dispose d'une activité fret et charbon pleinement intégrée, avec de multiples sources d'approvisionnement dans le monde entier, notamment en Afrique du Sud, en Asie, aux États-Unis et en Europe de l'Est. Elle est en mesure d'obtenir, stocker, mélanger, livrer et négocier le charbon et assure une gestion complète de la chaîne d'approvisionnement, depuis le port de chargement jusqu'aux portes de la centrale.

En 2012, la société a investi dans un nouveau terminal en Pologne en lien avec un contrat d'approvisionnement long terme et dans une société commune avec EDF Paliwa (voir section 6.3.3.1.1.1 (« Pologne »)), active sur le marché du charbon et de la biomasse. En Chine, elle a conclu un accord portant sur un premier terminal, et elle a poursuivi le développement de ses activités d'approvisionnement charbon en Europe.

#### 6.4.1.1.5 Fret pétrolier

En 2012, EDF Trading a développé une nouvelle ligne métier pour compléter son offre en Amérique du Nord. Sa nouvelle activité de fret pétrolier a débuté dans quatre états américains les plus actifs en matière de production de brut (Texas, Louisiane, Oklahoma et Dakota du Nord). En décembre, les premiers achats et transports de brut ont été réalisés par *pipeline* et camion. Cette activité a vocation à se développer en 2013.

### 6.4.1.2 Énergies nouvelles

Les énergies renouvelables<sup>1</sup>, dont notamment les nouvelles filières (éolien, solaire, biomasse, géothermie, énergies marines...), connaissent un développement très soutenu, principalement en Asie (Chine), en Europe et aux États-Unis.

La capacité cumulée installée atteignait 281 GW d'éolien dans le monde à fin 2012, dont près de 60 GW aux États-Unis et environ 109 GW en Europe. Au cours de l'année 2012, 44 GW d'éolien ont été installés dans le monde, dont environ 13 GW en Chine, et 13 GW aux États-Unis<sup>2</sup>.

Pour le solaire photovoltaïque, la capacité cumulée installée dans le monde s'établissait à plus de 100 GW fin 2012, dont 30 GW de nouvelles capacités construites en 2012<sup>3</sup>.

C'est aujourd'hui très largement l'éolien, la biomasse et le solaire qui portent le développement des filières renouvelables. L'hydraulique est en effet proche de son potentiel maximal d'exploitation dans beaucoup de pays développés, même s'il conserve des perspectives de développement importantes dans d'autres régions du monde (sur les 97 GW de développement de nouvelles capacités en renouvelable anticipé chaque année dans le monde, environ 26 GW sont des capacités hydrauliques<sup>4</sup>).

Figurant parmi les cinq leaders mondiaux en matière d'énergies renouvelables grâce à un parc installé de 27 GW (principalement en 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 6.6.2 (« La Politique environnementale »)).

#### 6.4.1.2.1 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 :

- l'éolien terrestre (*on-shore*). Il s'agit d'une filière mature, qui s'approche aujourd'hui de la compétitivité avec les filières conventionnelles. Elle bénéficie de mesures économiques incitatives dans la plupart des pays (voir section 6.5.3 (« Législation relative au marché de l'électricité »)). Pour 1 MW de puissance installée, la production annuelle moyenne peut varier de 2 à 4 GWh, selon la qualité du site et le type de machines. En général, chaque éolienne développe une puissance de 2 à 3 MW.

La France occupait en 2012 le 4<sup>e</sup> rang européen en termes de capacité installée (derrière l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie).

Le vecteur dédié du développement de cette énergie au sein du groupe EDF est EDF Énergies Nouvelles, qui s'appuie sur sa Recherche et Développement pour l'expertise et le suivi technique ainsi que sur la Recherche et Développement et les ingénieries d'EDF.

Les filiales EDF Energy, EDF Luminus 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 8,5 TWh en 2012 ;

- l'éolien maritime (*off-shore*). Considéré comme une filière en plein développement, l'éolien *off-shore* est plus onéreux en termes d'investissement et de coût de raccordement au réseau que l'éolien terrestre, avec une exploitation-maintenance en mer plus difficile et sur laquelle les opérateurs ont moins de retour d'expérience que sur l'*on-shore*. En revanche, les puissances unitaires des éoliennes (3 à 6 MW) sont supérieures et le productible plus élevé du fait de vents plus réguliers (1 MW installé produit 3 à 4 GWh). La filière est engagée dans un processus d'apprentissage qui doit lui permettre de réduire l'écart de coût avec l'éolien terrestre. Le groupe EDF a décidé d'accroître progressivement son investissement dans l'éolien *off-shore*. Les perspectives de développement de l'éolien *off-shore* sont considérables. L'Europe envisage ainsi de construire près de 44 GW<sup>5</sup> de capacités d'éolien maritime d'ici 2020, dont près de 13 GW en Grande-Bretagne et 6 GW en France. Pour atteindre ce dernier objectif, le gouvernement français a lancé en janvier 2011 un premier appel d'offres, qui vise la mise en service avant 2020 de 3 GW d'éolien maritime. Le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles a remporté trois des quatre sites attribués soit jusqu'à 1 500 MW. Un deuxième appel d'offres est en cours (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

1. Les énergies renouvelables ou énergies vertes sont issues de l'utilisation de ressources naturelles qui se renouvellent assez rapidement pour être considérées comme inépuisables à l'échelle de l'homme.

2. Source : EurObserv'ER 2013. Baromètre éolien.

3. Source : EPIA (European Photovoltaic Industry Association), Market Report 2012.

4. Source : Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2012, scénario New Policies.

5. Source : European Environment Agency, Renewable Energy Productions as published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, février 2011.

## L'énergie solaire photovoltaïque

En 2011 et en 2012, le marché du photovoltaïque a connu en France un essor important, la capacité raccordée étant passée de 1 168 MW au 31 décembre 2010 à 3 923 MW au 30 septembre 2012, soit plus qu'un triplement des capacités en 21 mois.

C'est la filiale EDF Énergies Nouvelles qui porte la stratégie de développement du groupe EDF dans l'énergie solaire. La filiale dispose ainsi de 573,8 MWC nets en service ou en construction au 31 décembre 2012.

L'un des principaux enjeux de la recherche sur l'énergie solaire consiste à développer des technologies innovantes, susceptibles de réduire fortement le coût de production. EDF R&D conduit ainsi sur son site de Chatou, dans le cadre de l'Institut de recherche et de développement sur l'énergie photovoltaïque (« IRDEP »), constitué en partenariat avec le CNRS et l'ENSCP (École nationale supérieure de chimie de Paris), des recherches sur les technologies photovoltaïques. EDF Énergies Nouvelles poursuit également cet objectif par l'intermédiaire de ses participations dans les sociétés PV Alliance et Nexcis.

## La biomasse

Les technologies fondées sur la biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie, ou à exploiter des forêts dédiées, pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

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 détient également une participation majoritaire dans la société Tiru, qui valorise la biomasse via l'incinération de déchets ménagers organiques et de déchets verts. Ses usines représentent une puissance installée totale de 70 MW.

En Pologne, EDF exploite plusieurs installations de co-combustion (incorporation de biomasse dans le combustible fossile) pour une capacité totale de 108 MW.

Enfin, EDF Énergies Nouvelles détient par l'intermédiaire de sa filiale à 100 % SIF Énergies Iberica une usine de 26 MW bruts à Lucena (Andalousie) valorisant les résidus issus de l'exploitation d'oliveraies.

## 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 aussi 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 de production d'électricité à partir de vapeur. Pour développer cette forme d'énergie, EDF s'est associé à plusieurs partenaires (parmi lesquels Électricité de Strasbourg, EnBW et des énergéticiens allemands) dans le cadre d'un groupement européen qui développe et exploite une unité prototype de production d'électricité géothermique dans des roches cristallines chaudes et naturellement fracturées à Soultz en Alsace.

La France dispose également de ressources de haute température situées dans les départements d'outre-mer. Le groupe EDF est présent dans cette activité notamment au travers de sa participation minoritaire dans la société Géothermie Bouillante en Guadeloupe.

## Autres technologies

Les énergies renouvelables couvrent un large champ de filières et de technologies. Pour préparer l'avenir, EDF Énergies Nouvelles est en charge au sein du groupe EDF de détecter les filières prometteuses et, avec le soutien des équipes R&D du groupe EDF ou de partenaires industriels, prend part à l'émergence de nouvelles technologies. Les énergies marines sont, avec le solaire (voir ci-dessus), l'un des domaines plus particulièrement explorés par

le groupe. Elles recouvrent un éventail de technologies dont il faut tester la validité technique et évaluer l'efficacité avant d'envisager de les développer à une échelle industrielle, au même titre que l'éolien ou le solaire.

Dans le cadre des énergies marines, trois grands projets sont actuellement en cours de développement :

- les hydroliennes : turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins. EDF a construit un démonstrateur de ferme hydrolienne sur le site de Paimpol-Bréhat dans les Côtes-d'Armor. Ce prototype a été mis à l'eau au cours de l'été 2012 et devrait prochainement entrer dans une deuxième phase de test avec la première production de l'électricité. L'objectif de ce projet, qui comprendra à terme 4 hydroliennes d'une capacité totale de 2 MW, est de tester en conditions réelles le principe de production d'énergie à partir des courants de marée. Dans la continuité de cette expérimentation, EDF Énergies Nouvelles en partenariat avec DNCNS, premier constructeur européen de navires militaires, examine les applications industrielles de production d'électricité à partir d'hydroliennes et développe le projet « Normandie Hydro », ferme de plus grande puissance basée dans le raz Blanchard au large du Cotentin ;
- l'énergie des vagues : EDF Énergies Nouvelles, toujours en partenariat avec DCNS, développe un prototype de convertisseur de l'énergie des vagues dont la mise à l'eau est en cours de réalisation au large de l'île de la Réunion. Il s'agit d'un projet pilote nommé « Houle australe » ;
- l'éolien en mer flottant : EDF Énergies Nouvelles a sélectionné la technologie VertiWind et s'est associé à l'industriel Technip, porteur du projet, en charge de la partie « flottaison », et à la *start-up* lilloise Nénuphar, pour la fabrication de la turbine. Le projet a été sélectionné par la commission de Bruxelles et va bénéficier d'une importante subvention.

### 6.4.1.2.2 EDF Énergies Nouvelles

L'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par EDF Énergies Nouvelles.

#### Actionnariat d'EDF Énergies Nouvelles

EDF est entré au capital d'EDF Énergies Nouvelles en 2000, et à la date de dépôt du présent document de référence détient, directement et indirectement, 99,9 % du capital de la société (0,1 % étant détenu par les salariés).

Au cours de cette période, la société EDF Énergies Nouvelles a profondément évolué, devenant en quelques années l'un des acteurs majeurs de la production d'électricité issue des énergies renouvelables, figurant parmi les acteurs de référence dans ses principales zones d'implantation : l'Amérique du Nord et l'Europe de l'Ouest.

EDF Énergies Nouvelles est ainsi devenu le pôle d'expertise et de développement du groupe EDF principalement dans les domaines de l'éolien et du solaire photovoltaïque. Les résultats financiers des filiales dédiées au renouvelable sont intégrés dans les résultats d'EDF Énergies Nouvelles.

#### Activités d'EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles est un producteur d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables qui intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, EDF Énergies Nouvelles est actif en amont, dans le développement de projets, puis dans la construction de centrales électriques et enfin dans l'exploitation et la maintenance des centrales construites, chacune de ces activités pouvant être exercée pour compte propre ou pour compte de tiers. Dans le cadre de son activité de développement de projet, le Groupe exerce une activité de développement-vente d'actifs structurés (« DVAS »), qui consiste principalement à construire des projets destinés à être cédés à des tiers dans le domaine des énergies renouvelables.

Avec un développement centré sur l'éolien et sur le solaire photovoltaïque (qui représentent plus de 95 % des capacités installées), le groupe EDF Énergies Nouvelles est également présent sur d'autres filières d'énergies renouvelables : petite hydraulique, biogaz, biomasse, biocarburants et énergies de la mer (194,3 MW bruts à fin 2012). EDF Énergies Nouvelles est présent également dans le secteur des énergies renouvelables réparties (solaire distribué).

Historiquement, EDF Énergies Nouvelles s'est développé sur deux zones géographiques : l'Europe de l'Ouest (notamment France, Royaume-Uni, Italie et Portugal) et les États-Unis, récemment étendus à l'Amérique du Nord avec le Canada et le Mexique. L'année 2012 a été marquée par des prises de position dans des nouveaux pays à fort potentiel pour le

développement des énergies renouvelables tels que l'Afrique du Sud, le Maroc, Israël et la Pologne.

Au 31 décembre 2012, EDF Énergies Nouvelles dispose d'une capacité installée brute de 5 372 MW, d'une capacité installée nette de 4 208 MW et de 1 329 MW brute en cours de construction.

Le tableau suivant présente ces capacités par filière et par pays :

Capacité installée (en mégawatts)	Au 31/12/2012		Au 31/12/2011	
	Brute <sup>(1)</sup>	Nette <sup>(2)</sup>	Brute <sup>(1)</sup>	Nette <sup>(2)</sup>
<b>Éolien</b>				
États-Unis	1 805,8	1 642,1	1 276,9	1 193,9
France	383,3	376,7	389,1	365,4
Italie	525,0	342,9	487,0	304,9
Portugal	495,8	302,9	495,8	302,9
Grèce	316,5	289,2	314,7	288,3
Canada	218,0	218,0		
Royaume-Uni <sup>(3)</sup>	269,7	184,5	233,7	166,5
Turquie	311,2	112,8	219,2	89,8
Mexique	89,5	89,5	67,5	67,5
Pologne	48,0	48,0		
Belgique <sup>(4)</sup>	214,5	19,6	30,0	2,7
Allemagne	3,0	3,0	7,6	7,6
<b>Total éolien</b>	<b>4 680,3</b>	<b>3 629,2</b>	<b>3 521,5</b>	<b>2 789,5</b>
<b>Solaire</b>				
France	218,1	190,2	100,7	100,3
Italie	122,8	102,1	122,2	92,2
ENR	66,1	39,4	57,7	28,9
Espagne	50,3	37,9	46,0	32,3
Canada	23,4	23,4	70,5	70,5
Grèce	11,6	11,6	6,0	6,0
États-Unis	4,9	4,9	10,5	10,5
<b>Total solaire</b>	<b>497,3</b>	<b>409,6</b>	<b>413,5</b>	<b>340,6</b>
<b>Autres filières</b>				
Hydraulique	84,2	81,4	84,2	77,1
Biogaz	64,9	63	60,3	59,5
Biomasse - cogénération	45,2	24,9	45,2	24,9
<b>Total autres filières</b>	<b>194,3</b>	<b>169,3</b>	<b>189,7</b>	<b>161,5</b>
<b>TOTAL</b>	<b>5 371,9</b>	<b>4 208,1</b>	<b>4 124,7</b>	<b>3 291,6</b>

(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.

(3) EDF Énergies Nouvelles détient 50 % d'EDF Energy Renewables (les autres 50 % étant détenus par EDF Energy). En conséquence, la capacité nette indiquée de 184,5 MW n'inclut que 50 % des capacités éoliennes de EDF Energy Renewables.

(4) Il s'agit de mégawatts en éolien offshore exclusivement.

EDF Énergies Nouvelles employait 2 749 personnes (y compris EDF Énergies Nouvelles Réparties) au 31 décembre 2012.

### Développements dans l'éolien

#### Éolien terrestre (« on-shore »)

Au cours de l'année 2012, EDF Énergies Nouvelles a poursuivi activement son développement dans l'éolien terrestre en augmentant de 974,3 MW brut ses capacités de production éolienne et totalisant ainsi, au 31 décembre 2012, 4 465,5 MW brut d'éolien terrestre en exploitation.

Les mises en service de parc éoliens terrestres ont atteint sur l'année 2012 le chiffre record de 1 321,8 MW brut (en incluant les parcs construits pour compte de tiers).

Au Canada, EDF Énergies Nouvelles a mis en service trois parcs situés au Québec : Saint-Robert Bellarmin (80 MW), Massif du Sud (150 MW) et Lac Alfred 1 (150 MW). Ces parcs totalisant 380 MW représentent trois des sept projets éoliens d'un programme de 1 003 MW remporté dans le cadre des appels d'offres d'Hydro-Québec.

Aux États-Unis, le marché de l'éolien a été particulièrement dynamique en 2012, et EDF Énergies Nouvelle a enregistré un nombre record de mises en service. Cinq parcs d'envergure totalisant 654,3 MW sont entrés en exploitation : Spearville 3 au Kansas (100,8 MW), Shiloh 4 (102,5 MW) et Pacific Wind (140 MW) en Californie, Spinning Spur 1 (161 MW) et Bobcat Bluff (150 MW) au Texas.

En Europe, EDF Énergies Nouvelle a notamment mis en service les parcs de Green Rigg au Royaume-Uni (36 MW), Rignano Garganico en Italie (38 MW) et Linowo en Pologne (48 MW) ainsi que des parcs en Turquie, France et Allemagne pour un total de 277,5 MW.

De nombreux chantiers ont débuté en 2012, notamment en Turquie, Grèce, Canada, Mexique et Italie. Au total, les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 940,7 MW au 31 décembre 2012.

### Éolien maritime (« off-shore »)

L'éolien *off-shore* représente pour les années à venir un potentiel de développement relais, notamment en Europe de l'Ouest.

En France, le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles a remporté en avril 2012 trois des quatre sites attribués dans le cadre du premier appel d'offres lancé en 2011 par le gouvernement français. Ces trois projets (Saint-Nazaire, Courseulles-sur-Mer et Fécamp) représentent jusqu'à 1 500 MW de capacités nouvelles et s'accompagnent d'un plan industriel ambitieux avec la construction de quatre usines de fabrication d'éoliennes. Le consortium, initié par EDF Énergies Nouvelles, rassemble notamment l'énergéticien danois Dong Energy, qui a construit et exploite le plus important parc éolien *off-shore* au monde. Alstom sera le fournisseur exclusif des éoliennes de 6 MW équipant les futurs parcs *off-shore*.

EDF Énergies Nouvelles devrait répondre au deuxième appel d'offres lancé par le gouvernement portant sur deux sites d'environ 1 000 MW.

En Belgique, EDF Énergies Nouvelles est actionnaire (à hauteur de 9,14 % via sa filiale EDF Énergies Nouvelles Belgium) du parc de Thornton Bank détenu par C-Power. Sa première tranche (30 MW) est en exploitation, et la tranche 2 (147,6 MW) et une partie de la tranche 3 (36,9 MW) ont été mises en service fin 2012, soit un total de 214,5 MW en exploitation. 110,7 MW sont en cours de construction.

Au Royaume-Uni, le parc éolien *off-shore* de Teesside, d'une capacité de 62 MW, détenu à 100 % par EDF Energy Renewable, filiale à 50/50 d'EDF Energy et d'EDF Énergies Nouvelles, est en cours de construction.

### Développement de la filière solaire photovoltaïque

EDF Énergies Nouvelles a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque, son deuxième axe de développement. Au 31 décembre 2012, la capacité solaire installée s'élève à 497,3 MWh bruts. L'année 2012 a été marquée par la mise en service de trois centrales d'envergure en France : Crucey (60 MWh), Massangis (56 MWh) et Toul-Rosières (115 MWh). Cette dernière réalisation, équipée d'environ 1,4 million de panneaux solaires, a permis de dépolluer et reconvertir une ancienne base militaire. L'exploitation et la maintenance de ces centrales sont assurées par EDF Énergies Nouvelles.

Les mises en service ont totalisé en 2012 le montant record de 296,7 MWh bruts.

Aux États-Unis, la centrale de Lipa (12 MWh) a été mise en service et cédée.

Au 31 décembre 2012, EDF Énergies Nouvelles dispose d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 170,4 MWh bruts.

Dans le cadre de l'activité DVAS, 239,7 MWh de solaire photovoltaïque ont été cédés principalement en France, aux États-Unis et au Canada.

### Implantations dans de nouveaux pays

EDF Énergies Nouvelles a poursuivi le développement de ses activités à l'international en ouvrant une filiale en Pologne, EDF Énergies Nouvelles Polska, détenue à 100 %. La création de cette filiale fait suite à l'acquisition

dans le pays d'une société de développement éolien, Starke Wind, ainsi que du projet éolien Linowo en exploitation de 48 MW. Ces deux acquisitions ont été conclues dans un environnement économique et réglementaire favorable au développement des énergies renouvelables en Pologne.

En Afrique du Sud, EDF Énergies Nouvelles a également pris position sur le marché éolien en étant retenu par le Département de l'énergie sud-africain pour trois projets éoliens alloués dans le cadre de la seconde phase de l'appel d'offres d'énergie renouvelable en Afrique du Sud lancé en août 2011. Ces trois projets, dont la construction devrait débuter en 2013, représentent une puissance totale de 104 MW.

Au Maroc, le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co. a été retenu dans le cadre d'un appel d'offres lancé par l'ONE marocain (Office national d'électricité) pour le projet éolien de Taza, d'une puissance de 150 MW. Situé dans le nord du Maroc, le projet éolien de Taza sera équipé de 50 turbines Alstom, d'une puissance unitaire de 3 MW. EDF Énergies Nouvelles a ouvert en parallèle une filiale locale, EDF Énergies Nouvelles Maroc, qui pilote désormais le développement des activités marocaines d'EDF Énergies Nouvelles.

EDF Énergies Nouvelles s'est implantée en Israël par le biais de sa filiale EDF Énergies Nouvelles Israël, qui a notamment noué un partenariat stratégique avec Arava Power, pionnier du solaire en Israël. Après l'acquisition, en 2011, de cinq projets en développement pour un total de 39,3 MWh, la filiale a remporté en janvier 2012 un appel d'offres pour 7 MWh lancé par l'ILA (*Israel Land Administration*). Au total, 70 MWh sont à construire à fin 2012 et près de 120 MWh à développer pour ce pays en plein essor.

### Montée en puissance de l'activité Exploitation & Maintenance

EDF Énergies Nouvelles, en sa qualité d'acteur intégré, assure l'exploitation et la maintenance de ses installations. Cette activité a pris un essor important et est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, le groupe EDF Énergies Nouvelles exploite près de 8 000 MW à fin décembre 2012.

À cet égard, EDF Énergies Nouvelles est l'acteur n° 1 de l'exploitation-maintenance aux États-Unis avec sa filiale EDF Renewable Energy (ex-enXco).

En janvier 2013, le groupe a également annoncé que, sous réserve de l'approbation des autorités réglementaires compétentes, il devrait assurer l'exploitation-maintenance de 32 parcs éoliens en France, totalisant 321,4 MW, rachetés à Hyberdrola par un consortium composé d'EDF Énergies Nouvelles pour 20 %, GE Energy Financial Services à hauteur de 40 % et MEAG (filiale de gestion d'actifs de Munich Re et ERGO) également à hauteur de 40 %.

### Énergies Réparties

EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR), détenue à 100 % par EDF Énergies Nouvelles depuis le 30 juin 2012, a poursuivi le recentrage de ses activités sur le solaire photovoltaïque :

- février 2012 : cession de sa participation dans SUPRA Holding ;
- mars 2012 : reprise des actifs de Photowatt International, conformément à la décision du Tribunal de Commerce de Vienne du 21 février 2012, par EDF ENR PWT ;
- juillet 2012 : cession de la participation dans Apollon Solar ;
- octobre 2012 : cession de la participation dans EDF ENR Solare (Italie).

Aujourd'hui, avec plus de 10 000 clients particuliers et plus de 500 réalisations chez les professionnels et les collectivités, EDF ENR est le leader du solaire photovoltaïque en toitures en France. L'activité est portée par ses filiales de commercialisation et d'installation EDF ENR Solaire en France et Sunzil outre-mer ainsi qu'EDF ENR PWT pour l'activité de production de cellules photovoltaïques.

EDF ENR poursuit également une politique d'innovation sur le photovoltaïque via notamment sa participation dans Nexcis.

### Les régimes de soutien aux énergies éolienne et solaire et de fixation du prix d'achat de l'électricité issue de l'énergie éolienne et solaire

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de soutien aux énergies éolienne et solaire en vigueur au 31 décembre 2012 dans chacun des principaux pays dans lesquels EDF Energies Nouvelles et ses filiales développent leur présence :

Pays	Régimes de soutien aux énergies renouvelables (éolien et solaire)
Canada	Mécanisme d'incitation fiscale pour les investisseurs en capital dans les sociétés productrices d'énergies (« FTS ») Contrats d'achat long terme signés avec les services locaux ou fixés par appels d'offre Obligation d'achat en Ontario (contrat de 20 ans pour les fermes éoliennes et solaires)
États-Unis	Crédit d'impôt ( <i>Production Tax Credit</i> pour les parcs éoliens et <i>Investment Tax Credit</i> pour les fermes solaires et les parcs éoliens) Amortissement accéléré Quotas obligatoires d'énergie renouvelable ( <i>Renewable Portfolio Standards</i> ) fixés dans 29 Etats et le District de Columbia
France	Obligation d'achat (contrats non renouvelables de 15 ans pour l'éolien ou de 20 ans pour le solaire, conclus avec EDF ou un distributeur non nationalisé à des prix réglementés) Appels d'offres Mesures fiscales incitatives fortement réduites depuis le moratoire de 2011
Italie	Certificats verts (délivrés pendant les 15 premières années de fonctionnement de l'installation), pour l'éolien jusqu'en 2012, mécanisme d'obligation d'achat attribué aux enchères à partir de 2013. Subventions à la production pour les centrales solaires photovoltaïques, nouvelles grilles tarifaires depuis 2012
Royaume-Uni	Certificats d'obligation ( <i>Renewables Obligations Certificates</i> ) Exemption de la taxe sur le changement climatique

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de fixation du prix d'achat de l'électricité issue de l'énergie éolienne en vigueur au 31 décembre 2012 dans chacun des principaux pays dans lesquels le Groupe développe sa présence :

Pays	Régimes de fixation du prix d'achat de l'électricité éolienne
Canada	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) négociés avec les <i>utilities</i> locales ou par appel d'offres Tarif d'achat fixes sur 20 ans dans l'Ontario
États-Unis	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) négociés avec les <i>utilities</i> locales
France	Eolien <i>onshore</i> : Tarifs applicables pour la métropole et la Corse aux installations situées à terre mises en service après le 26 juillet 2006 : 8,2 centimes d'euros par kWh les 10 premières années. Pour les 5 années suivantes, tarif entre 8,2 et 2,8 centimes, en fonction du nombre d'heures équivalent pleine puissance constaté lors des 10 premières années d'exploitation. Pour les DOM, Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte un tarif unique à 11 c€/kWh a été fixé. Ces tarifs font l'objet d'une réévaluation sur une base annuelle partiellement indexée sur l'inflation. Eolien <i>offshore</i> : Système d'appels d'offre
Italie	Pour les parcs éoliens mis en service jusqu'à fin 2012 : - jusqu'en 2015 maintien du système de certificats verts, émis pendant les 15 premières années d'exploitation d'une installation, vendus sur le marché, soit par le biais de contrats bilatéraux, ou au G.S.E. ( <i>Gestore dei Servizi Elettrici</i> ) à échéance : vente de l'électricité à l'opérateur du réseau et, le cas échéant, à un distributeur d'électricité. Prix des certificats verts : (180 €/MWh – prix de l'électricité) x 78 % - À partir de 2016 tarif d'achat selon le même calcul Pour les parcs éoliens mis en service à partir de 2013, tarif d'achat attribué aux enchères
Mexique	Prix fixés dans le cadre de <i>Self Supply Agreements</i> (SSA) négociés avec les clients finaux
Royaume-Uni	Système de quotas d'énergie renouvelable dans l'électricité fournie par les <i>utilities</i> . Les fournisseurs obtiennent des « certificats d'obligation » ( <i>Renewables Obligation Certificates</i> ) soit en produisant eux-mêmes l'électricité d'origine renouvelable, soit en les acquérant auprès des producteurs d'énergies renouvelables. Le non-respect du quota d'énergies renouvelables entraîne une pénalité ( <i>Buy Out Price</i> ) qui est ensuite reversée aux fournisseurs d'énergie au prorata de leur production d'énergies renouvelables ( <i>Buy Out Fund</i> ), ce qui représente une rémunération supplémentaire Exemption du paiement de la taxe sur le changement climatique (« <i>Climate Change Levy</i> ») Le prix payé au producteur d'énergie renouvelable dans le cadre de contrats d'achat ( <i>Power purchase agreements</i> ) est généralement calculé sur la base du prix de l'électricité sur le marché, du <i>Buy Out Price</i> , du <i>Buy Out Fund</i> et de la valeur de la taxe sur le changement climatique ( <i>Levy Exemption Certificate</i> ). En septembre 2012, le prix était de 90 £/MWh pour de l'éolien terrestre et 135 £/MWh pour de l'éolien en mer. (prix de marché + ROC) À partir de 2017, le système de ROC ne s'appliquera plus aux nouvelles centrales mises en service. Les technologies decarbonées bénéficieront d'un « Contrat for Difference » garantissant un prix fixe à l'électricité produite ( <i>Strike Price</i> ) déterminé en fonction de la technologie et son coût de production.

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de fixation du prix de l'électricité issue de source solaire en vigueur au 31 décembre 2012 dans chacun des principaux pays dans lesquels le Groupe développe sa présence :

Pays	Régimes de fixation du prix de l'électricité solaire
Canada (Ontario)	En septembre 2012 : Ferme au sol : tarifs de 347 \$CAD/MWh pour les fermes au sol de 5 à 10 MW (pas d'indexation) Toitures : tarifs de 539 \$CAD/MWh pour les toitures inférieures à 10 kW à 50 kW et 487 \$CAD/MWh pour des projets supérieurs à 500 kW (pas d'indexation) Des baisses substantielles sont attendues lors des prochaines attributions de contrats.
États-Unis	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) négociés avec les <i>utilities</i> locales Tarifs d'achat fixés dans certains Etats (dont la Californie) pour des parcs de petite taille et pour des volumes limitées « ITC » « <i>Investment Tax Credit</i> » reconduit jusqu'en décembre 2016
France	Modification importantes depuis 2011. Appels d'offres pour les installations au sol et intégré au bâti supérieur à 100kwc Pour les projets de moins de 100 Kwc ajustement trimestriel du tarif en fonction du nombre de projets réalisés le trimestre précédent avec une cible annuelle de 500 MWh
Italie	Nouvelles grilles tarifaires publiées en 2012 Tarifs dégressifs en fonction de la taille de l'installation et dans le temps (baisse chaque semestre) En septembre 2012 : Toitures : de 135 à 237 €/MWh Sol : de 128 à 229 €/MWh

### 6.4.1.3 Dalkia

Acteur de premier plan sur le marché européen des services énergétiques, Dalkia a réalisé un produit des activités ordinaires de 7 767 millions d'euros en 2012 sur son périmètre consolidé, comprenant Dalkia France (99,93 %), Dalkia International (75,81 %) et Dalkia Investissement (50 %). Dalkia dispose d'une gamme complète de services, d'un excellent maillage commercial en France et d'une forte implantation en Europe.

#### Activités de Dalkia

Le métier de Dalkia repose sur la gestion optimisée des énergies. Dalkia a progressivement décliné une gamme d'activités autour de la gestion énergétique : réseaux de chaleur et de froid, services thermiques et multi-techniques, utilités industrielles, installation et maintenance d'équipements de production, services intégrés de gestion globale de bâtiments et prestations électriques sur voie publique.

Dalkia promeut les énergies renouvelables et les énergies alternatives telles que la cogénération, la biomasse, la chaleur produite par l'incinération des déchets ménagers, la chaleur récupérée au cours des processus industriels ou l'énergie géothermique.

#### Détail de la participation d'EDF dans la holding de Dalkia

Au 31 décembre 2012, 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 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 également, au 31 décembre 2012, directement environ 24 % du capital de Dalkia International et 50 % du capital de Dalkia Investissement.

EDF détenait par ailleurs environ 4 % du capital de Veolia Environnement au 31 décembre 2012.

#### Accords de partenariat avec Veolia Environnement

Les relations d'EDF et Veolia Environnement au sein du groupe Dalkia sont régies par un ensemble de contrats conclus le 4 décembre 2000 en vue de développer un pôle mondial de services énergétiques. Aux termes de ces accords, EDF a pris les participations décrites ci-dessus dans les sociétés du groupe Dalkia, et apporté en nature certaines de ses filiales de services énergétiques à Dalkia.

Le partenariat est fondé sur le principe de parité de contrôle et de gestion des deux partenaires sur l'ensemble des sociétés du groupe Dalkia avec une montée en deux temps d'EDF au capital de Dalkia, lui permettant de porter sa participation de 34 à 50 %.

Le pacte d'associés entre EDF et Veolia Environnement contient également 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 enfin à chaque partie un droit de préemption en cas de cession des titres Dalkia à un tiers acqureur.

#### Évolutions du partenariat

EDF et Veolia avaient annoncé en décembre 2011 que des négociations étaient en cours concernant l'évolution de leur partenariat industriel et la montée à parité d'EDF. Ces dernières discussions n'ont pas abouti.

Compte tenu de l'échec répété des tentatives de négociation entre EDF et Veolia Environnement pour mettre en place cette parité depuis plusieurs années, EDF a été contraint de saisir la justice le 22 octobre 2012 pour solliciter l'exécution des accords conclus en 2000 et obtenir la parité au sein du groupe Dalkia qui y est prévue.

### 6.4.1.4 Électricité de Strasbourg

Électricité de Strasbourg est une société anonyme, détenue à hauteur de 88,6 % par EDF, dont les actions sont admises aux négociations sur NYSE Euronext Paris. Le solde des actions est détenu par le public et les salariés.

Électricité de Strasbourg exerce les activités de distributeur d'électricité auprès de 409 communes du Bas-Rhin, avec 377 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.

En application de la loi, Électricité de Strasbourg a filialisé en janvier 2009 son activité de commercialisation en créant la société ÉS Énergies Strasbourg.

ÉS Énergies Strasbourg commercialise de l'électricité auprès d'environ 475 000 clients et a vendu 5 TWh d'électricité et 0,3 TWh de gaz en 2012.

Le 1<sup>er</sup> avril 2012, le Groupe ÉS a fait l'acquisition de 100 % des actions et droits de vote de la société Énerest auprès de RGDS (Réseau Gaz Distribution Services). Énerest, fournisseur historique de gaz de la région économique de Strasbourg, compte environ 110 000 clients et a commercialisé, en 2012, 5,2 TWh. Le Groupe ÉS est ainsi devenu grâce à cette opération le premier



énergéticien régional multi-énergies, et a engagé un ambitieux programme afin de faciliter l'intégration d'Énerest, d'élargir ses perspectives de croissance au-delà de son périmètre historique et de dégager des synergies opérationnelles.

Électricité de Strasbourg a également lancé un projet de rénovation de son système d'information permettant la gestion et la facturation des clients entreprises, pour les besoins du distributeur ES Réseaux et du commercialisateur ES Énergies Strasbourg.

Le projet de géothermie profonde (voir section 6.4.1.2.1 (« Présentation des énergies nouvelles »)) porté par la société ECOGI, dont Électricité de Strasbourg est le principal actionnaire aux côtés de l'industriel Roquette Frères et de la Caisse des Dépôts et Consignations, a démarré avec un premier forage achevé en décembre 2012.

Ecotral, filiale d'Électricité de Strasbourg spécialisée dans les services d'efficacité énergétique aux entreprises et collectivités locales, ainsi que dans les énergies renouvelables, a racheté en novembre 2012 les actions minoritaires de la société Calorest, dont elle détenait déjà 62,575 % des titres. Ecotral détient désormais 100 % des parts de cette société, spécialisée dans la maintenance de chauffage, climatisation et ventilation.

Après la mise en service en juillet 2012 d'un important bâtiment locatif selon les normes de la très haute performance énergétique, le Groupe a confié à Ecotral la conception et la réalisation des travaux de rénovation BBC relative à un second immeuble de placement situé au centre de Strasbourg.

#### 6.4.1.5 Tiru

Filiale d'EDF (51 %) depuis 1946, Tiru exploite des unités de traitement des déchets depuis 1922 et est spécialisée dans la valorisation énergétique des déchets sous forme d'électricité et de vapeur.

Tiru conçoit, construit et exploite des unités de traitements thermique, biologique et matière. Acteur majeur sur son secteur, Tiru exploite un parc d'installations diversifié en France, en Grande-Bretagne et au Canada.

Chaque année, Tiru valorise 4 millions de tonnes de déchets pour plus de 11 millions d'habitants à travers le monde, ce qui permet de chauffer<sup>1</sup> 465 000 habitants et d'alimenter en électricité 590 000 habitants (hors chauffage). 50 % de cette énergie est d'origine renouvelable.

Grâce à la valorisation des déchets, Tiru permet que soient économisés 2,4 millions de barils de pétrole<sup>2</sup> par an, soit 700 000 tonnes de CO<sub>2</sub> évitées.

#### 6.4.1.6 EDF Trading Logistics

Avec en 2012 un volume d'approvisionnement en fioul de 1,122 million de tonnes et de 4 957 millions de tonnes de charbon livrées, EDF Trading Logistics est l'agent d'EDF pour les achats de fioul et organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques à flamme d'EDF, en métropole, en Corse et dans les DOM. EDF Trading Logistics est également commissionnaire de transport de charbon pour plusieurs grands industriels (cimentiers, chauffagistes, etc.) en étroite collaboration avec EDF Trading, et les opérateurs des terminaux charbonniers des ports du Havre et Saint-Nazaire.

EDF Trading Logistics apporte par ailleurs son expertise à EDF dans la mise en place des processus portant sur la maîtrise des risques liés à l'activité de transport du fioul (matières dangereuses) périmètre qui a fait l'objet d'une certification ISO 14001, et dans la gestion des situations de crises environnementales liées à cette activité.

1. Chauffage urbain.

2. Selon l'Observatoire de l'énergie en France, l'énergie produite par la combustion d'une tonne de pétrole correspond à 11 628 kWh en moyenne. Par ailleurs, par convention, un baril de pétrole correspond à 0,1364 tep (tonnes équivalent-pétrole). Ainsi, en ce qui concerne Tiru :

- équivalent tep : 2 900 MWh d'énergies vendues ÷ 11,6 MWh = 250 000 tep ;
- équivalent baril : 250 000 tep ÷ 0,1364 = 1,8 million de barils de pétrole.

3. Ventés des sociétés EDF, EDF Energy, Edison, EDF Luminus, Estag (Autriche) prises à 100 %, c'est-à-dire non corrigées du pourcentage de participation (y compris minoritaire). L'activité gaz d'EDF Trading n'est pas prise en compte dans ce chiffre.

### 6.4.1.7 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 notamment 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, SHEMA, spécialisée dans la production d'hydroélectricité par petites centrales ou encore SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF, spécialisée dans le traitement et le conditionnement des déchets faiblement et moyennement radioactifs. SOCODEI dispose de 2 machines qui se déplacent sur les différentes centrales nucléaires et permettent de traiter les résines du circuit primaire. SOCODEI traite les déchets métalliques par fusion et les déchets solides ou liquides par incinération dans son usine Centraco, située à Marcoule dans le Gard.

## 6.4.2 Activités gaz

Le groupe EDF est présent sur l'ensemble de la chaîne du gaz naturel, principalement au travers d'EDF Energy (Royaume-Uni), Edison (Italie), d'EDF Luminus (Belgique), et en France. Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading pour des opérations relatives notamment aux interventions sur les marchés de gros.

### 6.4.2.1 Marché final du gaz naturel

En 2012, les ventes de gaz du Groupe aux clients finals se sont élevées à plus de 246 TWh<sup>3</sup>.

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, en répondant aux attentes exprimées des clients d'offres bi-énergie électricité-gaz et en capitalisant sur l'expérience du Groupe, notamment sur la marque « Bleu Ciel® » d'EDF pour le marché des clients résidentiels.

Les ventes de gaz naturel d'EDF à ses clients finals en France ont atteint environ 20,9 TWh en 2012, ce qui représente une part de marché de 4,3 %. Au 31 décembre 2012, environ 780 000 clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) ont choisi EDF comme fournisseur de gaz naturel. En 2011, ces chiffres s'élevaient respectivement à 18 TWh et 713 000 clients. En 2012, l'activité de ventes de gaz en France d'EDF a été renforcée par l'acquisition d'Énerest, principal distributeur de gaz naturel à Strasbourg et dans le Bas-Rhin, rachetée en avril 2012 par Électricité de Strasbourg, filiale à 100 % d'EDF. Énerest compte plus de 100 000 clients et aura commercialisé 5,2 TWh de gaz.

En Italie, au Royaume-Uni et en Belgique, le développement des ventes s'appuie sur une démarche plus offensive avec des portefeuilles avais de clients composés respectivement de :

- en Italie : environ 584 000 points de livraison clients, 15,8 milliards de mètres cubes de gaz (environ 178 TWh), soit une part de marché de 21 % ;
- au Royaume-Uni : environ 2 millions de clients, 31,1 TWh ;
- en Belgique : environ 558 000 clients, 17,2 TWh, soit environ 20 % de parts de marché.

## 6.4.2.2 Projets et actifs gaziers

### 6.4.2.2.1 Sources d'approvisionnement

L'approvisionnement en gaz du Groupe est réalisé principalement au travers d'un portefeuille diversifié de contrats de long terme en provenance du Qatar, de Russie, de mer du Nord et d'Afrique du Nord. Compte tenu de l'évolution des marchés européens du gaz, le Groupe renégocie activement ces contrats avec ses fournisseurs afin d'en restaurer la rentabilité. En 2012, Edison a obtenu deux décisions favorables dans les procédures d'arbitrage qui l'opposaient à ENI pour du gaz libyen et à RasGas pour du gaz qatari (voir sections 6.3.2. (« Italie »)).

### 6.4.2.2.2 Infrastructures

#### Gazoducs

Aux côtés d'ENI (20 %), de Wintershall (15 %) et de Gazprom (50 %), EDF (15 %) est actionnaire de la société South Stream Transport BV, chargée du développement et de la construction de la partie du gazoduc South Stream passant sous la mer Noire. Long de 900 km et d'une capacité de 63 milliards de mètres cubes par an, ce gazoduc sous-marin est destiné à relier directement la Russie à l'Union européenne pour assurer la livraison de gaz russe à partir de fin 2015. La décision d'investissement a été prise par Gazprom le 14 novembre 2012. EDF conserve un droit de sortie jusqu'à la satisfaction de certaines conditions. La première soudure symbolique de l'ensemble du gazoduc South Stream a été célébrée à Anapa le 7 décembre, en présence du Président de la Fédération de Russie Vladimir Poutine et des partenaires de Gazprom dans le projet.

Par ailleurs, EDF, à travers sa filiale Edison, participe également à deux projets d'infrastructure d'importation de gaz : GALSI, gazoduc destiné à relier l'Algérie à l'Italie par la Sardaigne, et ITGI, gazoduc établissant une interconnexion entre la Turquie, la Grèce et l'Italie. Ce dernier projet comprend un second volet dit IGB (Interconnexion Grèce-Bulgarie) reliant la Grèce à la Bulgarie (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

Le Groupe détient également des droits de capacités de transport variés sur le réseau européen.

#### Terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (« GNL »)

Le 29 juin 2011, EDF, au travers de sa filiale Dunkerque LNG (détenue à hauteur de 65 % du capital par EDF, 25 % par Fluxys et 10 % par Total), a pris la décision finale de construire un terminal méthanier d'une capacité de 13 milliards de mètres cubes par an sur le territoire du Grand Port Maritime de Dunkerque. Henri Proglio, Président Directeur Général d'EDF, a procédé le 5 octobre 2012 à la pose de la première pierre. Le terminal méthanier de Dunkerque, dont la mise en service est prévue fin 2015, est le deuxième chantier industriel le plus important de France après celui de l'EPR de Flamanville. Ce projet comporte trois ouvrages principaux : la plateforme et les ouvrages maritimes (réalisés par le Grand Port Maritime), le terminal méthanier et les ouvrages de raccordement aux réseaux français et belge (développés par les opérateurs GRTgaz et Fluxys). Avec ses trois cuves de stockage de GNL de 190 000 mètres cubes chacune, le terminal fournira une plus grande flexibilité au réseau pour alimenter les centrales électriques fonctionnant au gaz et devant répondre aux pics des consommations hivernales. Cet ouvrage, qui présente la particularité unique d'être raccordé à deux marchés, la France et la Belgique, est un atout majeur pour la

sécurisation et la diversification des approvisionnements gaziers européens. Sur le plan environnemental, EDF a opté pour un réchauffement du gaz naturel liquéfié sans production de CO<sub>2</sub>, en utilisant une partie des eaux chaudes rejetées par la centrale nucléaire de Gravelines, plaçant ainsi le terminal à la pointe de l'efficacité énergétique. Le Groupe détient 8 milliards de mètres cubes par an de capacités de regazéification.

Dans le sud de l'Europe, Edison détient 7,3 % du capital d'Adriatic LNG Terminal, la société opératrice du terminal *off-shore* de Rovigo, et 80 % de la capacité de regazéification, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

Le Groupe dispose également de capacités de regazéification dans les terminaux de Fos Cavaou et de Zeebrugge.

#### Stockages

En Allemagne, EDF a lancé le 28 juillet 2012 les opérations commerciales du stockage de gaz Crystal à Etzel. Les installations de surface de Crystal sont développées en joint-venture à 50/50 avec EnBW. EDF dispose d'un volume utile en cavités salines d'environ 0,19 milliard de mètres cubes.

En Italie, Edison opère deux sites de stockage en gisements déplétés, Cellino et Collalto. Par ailleurs, Edison développe deux projets de stockage, San Potito e Cotignola, et Palazzo Moroni (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

Au Royaume-Uni, EDF Energy poursuit le développement de son site de stockage en cavités salines Hill Top Farm (Cheshire). Le site est adjacent au site de stockage existant de Hole House, propriété d'EDF Trading (voir section 6.3.1 (« Royaume-Uni »)).

En France, EDF a poursuivi le projet Salins des Landes qui prévoyait la création d'une douzaine de cavités dans le sud du département des Landes, permettant de stocker l'équivalent de 600 millions de mètres cubes de gaz naturel. Le premier forage exploratoire a été réalisé en 2010, et un second forage en 2012 afin d'approfondir la connaissance du dôme de sel. L'ensemble des informations réunies à l'issue des deux forages a démontré que, malgré son potentiel, le dôme de sel exploré ne permettait pas d'accueillir le projet initialement conçu par EDF. De surcroît, les critères technico-économiques requis pour la faisabilité d'un projet comme Salins des Landes ne sont pas aujourd'hui satisfaits. EDF a donc décidé, le 14 janvier 2013, de ne pas poursuivre le projet de Salins des Landes tel qu'il avait été envisagé. L'expérience acquise et les données recueillies lors du développement de ce projet resteront utiles à EDF.

Par ailleurs, EDF dispose de droits de stockage aux Pays-Bas, en Belgique et en France.

### 6.4.2.2.3 Exploration et Production (« E&P »)

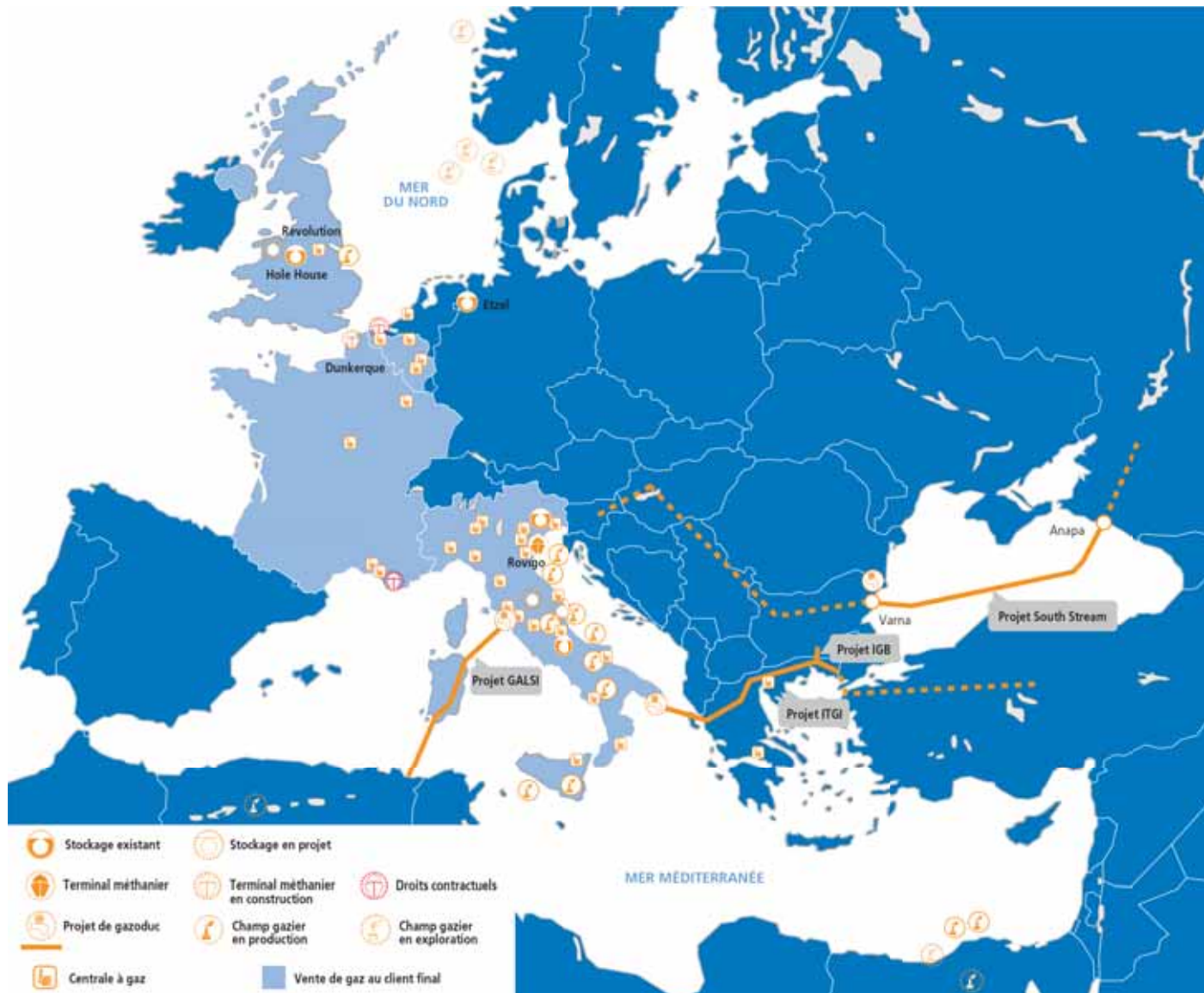
Le Groupe développe des activités amont dans l'exploration et production (« E&P »). Les licences détenues par Edison, les découvertes récentes et les projets en cours sont détaillés dans la section « Italie » (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

Le Groupe dispose également d'une filiale, EDF Production UK, qui produit du gaz en mer du Nord. Fin 2012, ses réserves 2P sont estimées à 0,8 milliard de mètres cubes, et la production a atteint cette année environ 0,15 milliard de mètres cubes.

Enfin, le 5 novembre 2012, EDF Trading a annoncé l'acquisition d'actifs gaziers de la société Encana, situés dans le bassin est du Texas (voir section 6.4.1.1.3 (« Négoce de gaz »)).

## Projets et actifs gaz

## Carte des projets et actifs gaz du Groupe EDF en Europe



## 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 assujéti à la législation communautaire applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, transposée en droit français, ainsi qu'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 EDF entreprise publique

Au 31 décembre 2012, l'État détenait 84,44 % du capital social et 84,54 % des droits de vote d'EDF et doit, en application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital.

L'Agence des participations de l'État (« APE »), créée par le décret n° 2004-963 du 9 septembre 2004, exerce la mission de l'État en sa qualité d'actionnaire de la Société et, à ce titre, propose et met en œuvre les décisions et orientations de l'État, en liaison avec les ministères concernés.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumis à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

EDF est également soumis aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les Commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes, relèvent du contrôle de la Cour des comptes conformément aux articles L. 111-4, L. 133-1 et L. 133-2 du Code des juridictions financières.

En outre, le décret-loi du 30 octobre 1935 organisant le contrôle de l'État sur les sociétés, syndicats et associations ou entreprises de toute nature ayant fait appel au concours financier de l'État, permet au Ministre chargé de l'économie de soumettre EDF aux vérifications de l'Inspection Générale des Finances.

Enfin, la cession d'actions EDF par l'État, ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de la réglementation applicable et notamment des lois dites « de privatisation » n° 86-793 du 2 juillet 1986, n° 86-912 du 6 août 1986 et n° 93-923 du 19 juillet 1993.

### 6.5.2 Service public en France

#### Définition légale du service public en France

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie définissent les contours du Service Public de l'Électricité (voir section 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie ») ci-dessous pour une description de cette réglementation).

#### Missions de service public

L'article L. 121-1 du Code de l'énergie 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, de développer et d'exploiter les réseaux publics d'électricité et d'assurer la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

#### 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 Ministre chargé de l'énergie en date du 15 décembre 2009.

Cette mission consiste également à garantir l'approvisionnement des zones non interconnectées au territoire métropolitain (Corse, DOM et collectivités territoriales d'outre-mer).

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation de cette mission.

#### 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 désignés par la loi qui sont en charge de cette mission : RTE pour le transport, ERDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) pour la distribution, EDF dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

#### Mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés

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 des tarifs réglementés de vente d'électricité, la fourniture d'électricité 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.

Cette mission a été confiée, par la loi, à EDF et aux ELD.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.

## Cohésion sociale

L'article L. 121-5 du Code de l'énergie prévoit que dans le cadre de sa mission de fourniture aux tarifs réglementés, EDF contribue à la cohésion sociale, notamment au travers de la péréquation nationale des tarifs réglementés de vente de l'électricité, et de la mise en œuvre de la tarification spéciale « Produit de première nécessité », et du maintien de la fourniture d'électricité en application de l'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles. La loi interdit en particulier aux fournisseurs d'électricité de procéder, durant la période hivernale (du 1<sup>er</sup> 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.

## 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, aujourd'hui codifié à l'article L. 121-46 du Code de l'énergie. Ce contrat, qui 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, 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.

### 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 ;
- la production et la commercialisation. Ces domaines comprennent la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- 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 Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE »).

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.

## Des services au plus près des besoins

Le 28 septembre 2010, l'État et EDF, ainsi que huit autres grands opérateurs de service public, ont signé un accord de partenariat « + de services au public » visant à développer l'accès à un ensemble d'offres de services à destination des populations rurales en France (renseignements sur le règlement d'une facture, informations, achat d'un titre de transport, etc.).

Accueil physique, points d'accès à Internet, les moyens mis à disposition des usagers sont multiples dans le cadre de lieux mutualisés tels que les Points information médiation multiservices (« PIMMS »), les Relais de services publics (« RSP ») et autres structures telles que les mairies. Ce protocole est en cours de déploiement dans 23 départements.

## 6.5.3 Législation relative au marché de l'électricité

### 6.5.3.1 Législation européenne

Trois directives européennes ont été successivement adoptées afin d'établir des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité, qui fondent l'organisation actuelle du marché de l'électricité en France. La directive n° 96/92/CE du 19 décembre 1996 a posé les bases de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

La directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 en a repris les grands principes tout en franchissant une étape supplémentaire sur la voie de l'ouverture du marché en élargissant progressivement l'éligibilité à l'ensemble des clients.

La directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009, dite « troisième directive », a été adoptée dans le cadre du troisième « Paquet Énergie », vocable désignant un ensemble de textes adoptés le 13 juillet 2009. Ce texte renforce principalement les garanties d'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et accroît les pouvoirs des autorités de régulation nationales.

### Règlements (CE) n° 1228/2003 du 26 juin 2003 et n° 714/2009 du 13 juillet 2009

Les règles régissant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité sont définies aujourd'hui par le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, qui constitue l'un des textes du troisième Paquet Énergie. Ce règlement prévoit 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 » 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. Les objectifs de cette directive ont été pris en compte dans différents textes législatifs et réglementaires.

### 6.5.3.2 Législation française : Code de l'énergie

Les différentes législations relatives au droit de l'énergie (loi du 15 juin 1906, loi n° 46-628 du 8 avril 1946, loi n° 2000-108 du 10 février 2000, loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, loi n° 2004-803 du 9 août 2004, loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 et loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010) ont été codifiées par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 au sein d'un Code de l'énergie, conformément à la loi d'habilitation n° 2009-526 du 12 mai 2009, à l'exception des dispositions relatives à l'énergie nucléaire, qui ont été codifiées dans le Code de l'environnement en application de l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012.

La directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 a été transposée par l'ordonnance précitée du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du Code de l'énergie, conformément à la loi d'habilitation n° 2011-12 du 5 janvier 2011.

Par ailleurs, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (« LPOPE »), n° 2005-781 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.

## Installations de production

Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article L. 311-5 du Code de l'énergie au-delà d'un seuil de puissance déterminé par décret, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité. Les compétences des collectivités locales en matière de production sont précisées aux articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du Code général des collectivités territoriales et à l'article 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

## Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (« ARENH »)

Le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (« ARENH »), prévu aux articles L. 336-1 et suivants du Code de l'énergie, est mis en œuvre depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2011. Sur ce point, voir section 6.2.1.2.1.2 (« La concurrence »).

## Choix du fournisseur d'électricité

Depuis le 1<sup>er</sup> 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 l'Union européenne ou sur le territoire d'un État partie à un accord international avec la France (article L. 331-1 du Code de l'énergie).

Les clients peuvent faire le choix de bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les conditions prévues par les articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie. Il résulte de ces dispositions que :

- les clients domestiques et non domestiques souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA bénéficient à leur demande et sans conditions des tarifs réglementés ; il en est de même de l'ensemble des clients des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental ;
- les consommateurs finals domestiques et non domestiques souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA qui n'avaient pas exercé leur éligibilité au 7 décembre 2010 peuvent, jusqu'au 31 décembre 2015, bénéficier des tarifs réglementés de vente. Les mêmes consommateurs, s'ils ont exercé leur éligibilité après le 7 décembre 2010, peuvent de nouveau bénéficier des tarifs réglementés de vente et faire des allers-retours entre tarifs réglementés et nouvelle offre, sous réserve de respecter à chaque fois un délai d'un an. À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016, ces consommateurs ne bénéficieront plus des tarifs réglementés.

L'article L. 111-84 du Code de l'énergie impose la tenue d'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.

## Accès des tiers aux réseaux

L'article L. 111-91 du Code de l'énergie 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 aux tarifs réglementés de vente d'électricité et à la tarification spéciale de première nécessité ;
- assurer l'exécution des contrats d'achat d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur installé sur le territoire national.

Les différends relatifs à l'accès des tiers aux réseaux relèvent du Comité de règlement des différends et des sanctions (« CoRDIS ») de la CRE.

Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie et actuellement en vigueur ont été fixés par la décision ministérielle du 5 juin 2009.

Par un arrêt du 28 novembre 2012, le Conseil d'État, sur un recours formé par le SIPPEREC, a annulé la décision TURPE 3, en tant qu'elle fixe les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution, au motif que la CRE et les ministres ont retenu une « *méthode erronée en droit* » pour déterminer le coût moyen pondéré du capital (CMPC) en s'abstenant de prendre en considération, dans le calcul du CMPC, « *les comptes spécifiques des concessions, qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat [...] ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations* ».

Le Conseil d'État a enjoint la CRE et les ministres de prendre une nouvelle décision relative aux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution sur la période 2009-2013 d'ici le 1<sup>er</sup> juin 2013, date à laquelle l'annulation rétroactive de la décision du 5 juin 2009 sera effective.

Pour plus de détails sur les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution, se reporter à la section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») ») ci-dessus.

## Obligations d'achat d'électricité

EDF est soumis à des obligations d'achat d'électricité.

Les articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie prévoient que le Ministre chargé de l'énergie peut, lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, lancer 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 d'achat d'électricité avec le ou les candidats retenus (il s'agit d'un protocole dans l'hypothèse où c'est EDF « producteur » qui est lui-même retenu).

Les articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie prévoient, par ailleurs, qu'EDF (ainsi que les ELD chargées de la fourniture dans leur zone de desserte) est 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 termes 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 ou sur le domaine public maritime ou dans la zone économique exclusive ;
- par les installations qui valorisent des énergies de récupération ;
- par les moulins à vent et à eau réhabilités pour la production d'électricité ;
- dans les départements d'outre-mer, par les installations électriques qui produisent de l'électricité à partir de la biomasse, dont celle issue de la canne à sucre.

Ces installations ne peuvent, en dehors du cas particulier de certaines installations hydroélectriques réalisant un programme d'investissement défini par un arrêté du 10 août 2012, bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat.

Le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 prévoit que le producteur bénéficiant de l'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.

Le décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 a suspendu, pour une durée de 3 mois à compter du 10 décembre 2010, l'obligation de conclure un contrat d'achat de l'énergie produite par les installations photovoltaïques, à l'exception, toutefois, des installations d'une puissance inférieure ou égale à 3 kWc, des contrats en cours et des projets déjà très avancés.

À l'issue de cette période de suspension, un nouveau cadre réglementaire est entré en vigueur. Les nouvelles conditions tarifaires sont fixées par un arrêté du 4 mars 2011 qui instaure plusieurs formules tarifaires tenant principalement compte du caractère intégré ou non de l'installation, de sa puissance crête et de la puissance crête de l'ensemble des autres installations raccordées ou en projet sur le même bâtiment ou la même parcelle cadastrale, ainsi que de l'usage du bâtiment sur lequel est située l'installation.

Les tarifs d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque font l'objet d'une évolution trimestrielle, en fonction de la puissance cumulée des installations pour lesquelles des demandes complètes de raccordement ont été déposées au cours du trimestre écoulé. Certaines installations, notamment les installations au sol, font toutefois l'objet d'une dégressivité trimestrielle, qui ne tient pas compte du volume de demandes de raccordement déposées auprès du gestionnaire de réseau concerné.

Le dispositif est complété par un système d'appels d'offres pour les installations sur bâtiments de plus de 100 kWc et les centrales au sol. Les conditions de réalisation de ces appels d'offres sont fixées par le décret modifié du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité. Un appel d'offres portant sur des installations photovoltaïques est en cours à la date de dépôt du présent document de référence.

Les surcoûts découlant des contrats conclus au titre de l'obligation d'achat supportés par EDF et les ELD chargées de la fourniture sont compensés par la CSPE perçue sur les consommateurs finals. Le montant des charges prévisionnelles de service public de l'électricité a été évalué par la CRE à 5,1 milliards d'euros au titre de l'année 2013, dont 41 % correspondent aux charges liées à la filière photovoltaïque. Les surcoûts liés à l'obligation d'achat supportés par EDF sont évalués à 3,9 milliards d'euros, soit 75 % du montant total des charges.

## Mécanisme de compensation des surcoûts de service public

### La Contribution au Service Public de l'Électricité – CSPE

La Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité, prévue par les articles L. 121-6 et suivants du Code de l'énergie, a pour objet de compenser les charges imputables aux missions de service public assignées à EDF et aux ELD.

La loi pose le principe d'une compensation intégrale, par le biais de la CSPE, des charges 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 (articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie) et, d'autre part, des contrats d'obligation d'achat passés dans le cadre des articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie, y compris lorsque sont concernées des installations exploitées par EDF ou une ELD,
  - les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental, 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 pertes de recettes et les surcoûts supportés lors de la mise en œuvre de la tarification spéciale « Produit de première nécessité » (TPN),
  - les coûts supportés en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (dans la limite d'un pourcentage de la charge supportée par le fournisseur au titre du TPN pour l'année considérée fixé par arrêté).

La CSPE est perçue directement auprès du consommateur final sous forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs réglementés de vente ou aux tarifs d'utilisation des réseaux, ou directement auprès des producteurs qui produisent pour leur propre usage.

Le mécanisme de compensation des charges de service public est régi par les articles L. 121-9 et suivants du Code de l'énergie, qui ont été modifiés notamment par la loi de finances n° 2011-900 du 29 juillet 2011. En vertu de ces dispositions :

- le ministre de l'Énergie arrête chaque année, sur proposition de la CRE, le montant total des charges supportées par EDF et les ELD, d'une part, ainsi que le montant de la CSPE, d'autre part, l'augmentation du montant de la contribution pouvant être échelonnée sur un an ;
- si ces montants ne sont pas fixés par le ministre avant le 31 décembre, les montants proposés par la CRE entrent automatiquement en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier suivant. S'agissant du montant de la CSPE, cette entrée en vigueur automatique est cependant limitée à une augmentation maximale de 0,003 €/kWh par rapport au montant applicable avant cette date.

Par dérogation à ces dispositions, l'article 56 de la loi de finances rectificative pour 2011 a fixé le montant de la CSPE à 9 €/MWh pour la période allant du 31 juillet 2011 au 30 juin 2012, puis à 10,50 €/MWh du 1<sup>er</sup> juillet au 31 décembre 2012<sup>1</sup>.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2011, la CSPE est plafonnée à 550 000 euros par site de consommation et par an. Depuis 2011, ce plafond est actualisé chaque année dans une proportion égale au taux prévisionnel de croissance de l'indice des prix hors tabac. Le montant total dû au titre de cette contribution par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an est par ailleurs plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée.

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. Ce phénomène se poursuit aujourd'hui : ainsi les charges prévisionnelles évaluées par la CRE au titre de 2013 (5,1 milliards d'euros) sont-elles supérieures de 43 % aux charges constatées au titre 2011 (3,6 milliards d'euros). Depuis 2007, le montant de la CSPE ne suffit pas à compenser l'augmentation de ces charges. Le déficit du mécanisme supporté exclusivement par EDF pèse sur l'endettement du Groupe.

Le 14 janvier 2013, EDF a annoncé avoir trouvé un accord avec les pouvoirs publics qui prévoit un remboursement de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 (de l'ordre de 4,3 milliards d'euros, chiffre qui sera ajusté avant le 31 décembre 2013 pour prendre en compte les montants de déficit de compensation des charges de service public au 31 décembre 2012 tels qu'ils seront validés par la CRE) et des coûts de portage induits pour le Groupe (0,6 milliard d'euros). En application de cet accord, cette créance d'environ 4,9 milliards d'euros sera soldée d'ici le 31 décembre 2018, selon un échéancier de remboursement progressif, et sera rémunérée aux conditions de marché. En conséquence de cet accord, le Groupe a enregistré dans ses comptes 2012 un produit financier de 0,6 milliard d'euros correspondant à la reconnaissance des coûts de portage passés cumulés au 31 décembre 2012.

### Compensation des surcoûts de distribution

Le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE), dont la gestion comptable est confiée à EDF en vertu de l'article L. 121-29 du Code de l'énergie, 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, notamment celles liées aux particularités des réseaux exploités et qui ne seraient pas couverts par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs réglementés et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution. Sont également concernées les charges liées à la participation à l'aménagement des zones caractérisées par des handicaps géographiques, économiques ou sociaux au sens de l'article 42 de la loi n° 95-115 du 4 février 1995.

### Les garanties de capacité

Les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, issus de la loi NOME, instituent l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de contribuer, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en

1. Dans une délibération du 13 octobre 2011, la CRE a indiqué que, pour compenser intégralement les charges de service public de l'électricité (5,2 milliards d'euros), la CSPE due au titre 2012 aurait dû s'élever à 13,7 €/MWh. La délibération ajoute toutefois que, compte tenu des montants fixés par la loi de finances rectificative pour 2011, EDF devrait subir en 2012 un défaut de compensation de 1,3 milliard d'euros.

puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d’approvisionnement en électricité. Chaque fournisseur doit ainsi disposer, sous peine de sanction administrative, de garanties directes ou indirectes de capacités d’effacement de consommation et de production d’électricité, pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l’équilibre entre la production et la consommation, notamment en période de pointe. Le décret en Conseil d’État qui précise les conditions de fonctionnement de ce dispositif a été publié au Journal officiel du 18 décembre 2012 (décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012).

Le décret prévoit enfin, à titre transitoire et en attendant la mise en place effective du mécanisme de capacité (hiver 2016-2017), l’organisation par la CRE « pour le compte de fournisseurs » et dans les conditions définies par le Ministre chargé de l’énergie, d’un appel à projets pour la période hivernale 2015-2016.

## 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 articles L. 131-1 et suivants du Code de l’énergie donnent une définition générale de la mission de la CRE, chargée de concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l’électricité et du gaz naturel. À ce titre, 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’entraînent pas le développement de la concurrence.

La CRE est dotée de pouvoirs consultatifs (pouvoir de proposition et pouvoir de donner un avis) et de pouvoirs de décision (pouvoir d’approbation et pouvoir réglementaire).

Elle propose ainsi aux Ministres chargés de l’économie et de l’énergie 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. À compter de 2013, le prix de l’ARENH sera arrêté sur proposition de la CRE ; il en sera de même à partir de 2016 pour les tarifs réglementés de vente et le tarif de cession. Par ailleurs, la CRE est désormais dotée d’un pouvoir de décision pour la fixation des Tarifs d’Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d’Électricité : elle transmet sa décision motivée à l’autorité administrative, qui peut uniquement lui demander une nouvelle délibération. La CRE est aussi investie d’importants pouvoirs d’information et d’enquête ainsi que d’un pouvoir de règlement des litiges et de sanction par le Comité de règlement des différends et des sanctions (« CoRDIS »).

Par ailleurs, le règlement n° 713/2009/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 institue une agence de coopération des régulateurs de l’énergie (« ACER »). L’ACER 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 6.5.6.2.5 (« Réglementation applicable à la production d’énergies renouvelables »)).

## 6.5.4 Législation relative au marché du gaz

### 6.5.4.1 Législation communautaire

Ce sont la directive n° 98/30/CE du 22 juin 1998 et la directive n° 2003/55/CE du 26 juin 2003 qui ont constitué les principales étapes de l’ouverture du marché du gaz à la concurrence.

De nouvelles règles visant à améliorer le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel ont été définies par la directive n° 2009/73/CE du 13 juillet 2009, transposée dans le Code de l’énergie par l’ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011, et par le règlement (CE) n° 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d’accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

### 6.5.4.2 Législation française : Code de l’énergie

La directive n° 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 13 juillet 2009 a été transposée en droit français par l’ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du Code de l’énergie. Le Code de l’énergie est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2011.

#### Accès aux réseaux de gaz naturel

Le Code de l’énergie prévoit que les clients, 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

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, tous les clients peuvent librement choisir leur fournisseur.

Il résulte des dispositions de l’article L. 445-4 du Code de l’énergie que les clients domestiques et non domestiques consommant moins de 30 000 kWh par an bénéficient à leur demande et sans condition des tarifs réglementés. Les clients domestiques ayant droit à la tarification spéciale « Produit de première nécessité » dans le domaine de l’électricité bénéficient, 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, modifié par le décret n° 2012-309 du 6 mars 2012 relatif à l’automatisation des procédures d’attribution des tarifs sociaux de l’électricité et du gaz naturel. 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.

Les clients dont la consommation excède 30 000 kWh par an ne peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente de gaz pour un site qu’à condition qu’aucune nouvelle offre n’ait été souscrite sur ce site, en application de l’article L. 445-4 alinéa 2 du Code de l’énergie.

#### Fournisseurs

L’article L. 443-4 du Code de l’énergie 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 autorisée à exercer l’activité de fourniture de gaz naturel pour approvisionner les clients non résidentiels n’assurant pas de mission d’intérêt général par 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.

EDF ne fournit ses clients qu’en nouvelle offre et non pas aux tarifs réglementés de vente, qui ne peuvent être proposés que par GDF Suez et les ELD en charge de la fourniture de gaz.

#### Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel

Le Code de l’énergie oblige tout fournisseur à détenir en France, le 31 octobre de chaque année, directement ou indirectement par l’intermédiaire d’un mandataire, des stocks de gaz naturel suffisants pour remplir, pendant la période comprise entre le 1<sup>er</sup> 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 interrompible.



Le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 modifié précise le régime juridique applicable aux stockages souterrains de gaz naturel.

### Contrôle et sanctions

Le Code de l'énergie confère au ministre de l'Économie et au Ministre chargé de l'énergie ainsi qu'à la Commission de Régulation de l'Énergie un pouvoir de surveillance du marché du gaz. Le Ministre chargé de l'énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension de l'autorisation de fourniture du gaz naturel. La CRE peut enquêter pour rechercher la commission d'infractions au Code de l'énergie (article L. 135-13 du Code de l'énergie).

## 6.5.5 Les concessions de distribution publique d'électricité

### Le régime de la concession

Conformément aux articles L. 322-1 et suivants du Code de l'énergie et à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. 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, de plus en plus souvent au niveau départemental.

La séparation des activités de fourniture et de réseaux, imposée par les directives communautaires, a conduit à l'identification d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la mission de fourniture aux tarifs réglementés confiée à EDF et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusive et, d'autre part, la mission de développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à ERDF et aux ELD dans leurs zones de desserte, ainsi qu'à EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

L'article L. 334-3 du Code de l'énergie prévoit que la conclusion de nouveaux contrats, d'avenants aux contrats de concessions ainsi que les renouvellements de contrats doivent 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 l'ELD territorialement compétente) 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 droits des autorités concédantes sont détaillés à la section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution ») ci-avant.

## 6.5.6 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 la réglementation 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.

## 6.5.6.1 Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité

### Réglementation en matière d'environnement

#### Les lois Grenelle 1 et 2

À la suite du Grenelle de l'environnement initié en 2007, le gouvernement français s'est engagé, dans la loi n° 2009-967 du 3 août 2009, dite « Grenelle 1 », à atteindre un certain nombre d'objectifs et à prendre certaines mesures environnementales en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables, d'atteinte de bon état des masses d'eau, de protection de la biodiversité, de prévention des risques pour l'environnement et la santé de gestion des déchets, ainsi qu'en matière de gouvernance écologique.

Ces engagements et objectifs ont été mis en œuvre par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010, dont un grand nombre de dispositions impactent les activités d'EDF. Une grande majorité des décrets d'application de la loi Grenelle 2 ont été publiés (86 % au 31 décembre 2012), mais un certain nombre d'entre eux, susceptibles de concerner EDF, restent en attente de publication (voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national »)).

#### Participation du public en matière d'environnement

La loi n° 2012-1460 du 27 décembre 2012 relative à la mise en œuvre du principe de participation du public procède à une refonte de la procédure de participation du public applicable aux décisions de l'État et de ses établissements publics (autres que les décisions individuelles) ayant une incidence sur l'environnement à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013. L'ordonnance précisant les modalités de consultation des décisions individuelles doit paraître dans le courant de l'année 2013.

#### Responsabilité environnementale (« LRE »)

La loi du 1<sup>er</sup> août 2008 relative à la responsabilité environnementale (LRE), codifiée aux articles L. 160-1 à L. 165-2 du Code de l'environnement, a 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.

#### Gestion équilibrée de la ressource en Eau

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 a renforcé les contraintes pesant sur EDF 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 (autorisation) 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 (décret n° 2010-1391 du 12 novembre 2010), et une simplification des procédures administratives est par ailleurs organisée afin de faciliter l'installation d'équipements hydroélectriques complémentaires.

#### Protection de la biodiversité

En tant qu'occupant et usager des espaces naturels terrestres et aquatiques, EDF est directement concerné par les enjeux de biodiversité.

Pour protéger et restaurer la biodiversité, le Grenelle de l'environnement a fixé des objectifs ambitieux, tels que la mise en œuvre d'une stratégie nationale de création d'aires protégées terrestres (« SCAP ») plaçant sous protection forte, d'ici 2019, 2 % au moins du territoire terrestre métropolitain, et la constitution d'une trame verte et bleue (nouvel outil d'aménagement du territoire qui doit permettre « d'enrayer la perte de biodiversité » par

l'instauration de couloirs écologiques reliant des territoires protégés et permettant les migrations de la flore et de la faune).

Les dispositions relatives à la trame verte et bleue, codifiées aux articles L. 371-1 à L. 371-6 du Code de l'environnement, doivent être mises en œuvre, d'une part au moyen « d'orientations nationales » fixées par décret et d'autre part au moyen de « schémas régionaux de cohérence écologique » (« SRCE ») en cours d'élaboration par les Régions et l'État, en concertation avec l'ensemble des acteurs locaux. Le décret n° 2012-1492 du 27 décembre 2012 relatif à la trame verte et bleue (« TVB ») précise les composantes de la TVB, le contenu des orientations nationales pour la préservation et la remise en bon état des continuités écologiques ainsi que le contenu de la procédure d'élaboration des schémas régionaux de cohérence écologique (« SRCE »). Le dispositif doit encore être complété par le décret portant approbation des orientations nationales.

### Obligation de reporting social et environnemental des entreprises (« RSE »)

Les articles L. 225-102-1 et R. 225-104 du Code de commerce imposent aux sociétés dont les titres sont admis aux négociations sur un marché réglementé, ainsi qu'aux sociétés dont l'effectif dépasse 500 salariés et dont le chiffre d'affaires ou le bilan dépasse 100 millions d'euros (pour ces dernières, selon un échéancier qui s'étale de 2012 à 2014), de communiquer dans leur rapport de gestion les informations sur la manière dont elles prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leur activité ainsi que sur leurs engagements sociétaux en faveur du développement durable (*reporting* RSE). EDF et certaines de ses filiales sont concernées par ces dispositions.

L'article L. 225-102-1 du Code de commerce permet aux filiales et sociétés contrôlées de ne pas publier leurs informations RSE dès lors que celles-ci sont publiées par la société qui les contrôle, de manière détaillée par filiale ou par société contrôlée, et qu'elles indiquent comment accéder à ces informations dans leur propre rapport de gestion. De même, lorsque les filiales et sociétés contrôlées sont installées en France et qu'elles comportent des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE soumises à autorisation et à enregistrement), les informations fournies portent sur chacune d'entre elles lorsque ces informations ne sont pas consolidables.

Les informations sociales et environnementales fournies dans le rapport de gestion doivent faire l'objet, selon un échéancier qui tient compte, pour les sociétés non cotées, du nombre de leur salarié et de leur chiffre d'affaires, d'une vérification par un organisme tiers indépendant, dont les modalités de désignation sont fixées à l'article R. 225-105-2 du Code de commerce. Cette vérification donne lieu à une attestation relative à la présence dans le rapport de gestion de toutes les informations requises et à un avis motivé sur la sincérité des informations elles-mêmes. L'arrêté fixant les modalités selon lesquelles cet organisme conduira sa mission est toujours en attente de publication (voir section 6.6 (« Informations environnementales et sociétales »)).

### 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 n° 96/59/CE du 16 septembre 1996 imposait un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT à des taux supérieurs à 500 ppm 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 devait être effectuée au plus tard le 31 décembre 2010. EDF, qui a fait l'objet d'un plan particulier d'élimination, a atteint cet objectif. (Voir aussi la section 6.6 (« Informations environnementales et sociétales »)).

### Gaz à effet de serre

#### Système d'échange de quotas

Certaines activités du groupe EDF entrent dans le champ d'application de la directive européenne n° 2003/87/CE du 13 octobre 2003 modifiée par la

directive n° 2009/29/UE du 23 avril 2009 et 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 (« directive ETS »).

En France, cette directive a été transposée et codifiée aux articles L. 229-5, R. 229-5 et suivants du Code de l'environnement. Le Groupe a une obligation annuelle de restitution de quotas à hauteur des émissions de CO<sub>2</sub> de ses installations. Pour respecter cette obligation, il peut, sous certaines conditions, recourir aux crédits issus des projets éligibles aux mécanismes de projets prévus par les articles 6 et 12 du protocole de Kyoto (mise en œuvre conjointe et mécanisme de développement propre).

L'article 18 de la loi n° 2011-1977 du 28 décembre 2011 de finances pour 2012 a créé une taxe exceptionnelle égale à 0,052 % du chiffre d'affaires réalisé au cours de l'année 2011 par les entreprises bénéficiaires de quotas de CO<sub>2</sub> au titre de la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2008 au 31 décembre 2012. À ce titre, EDF a versé 21 813 865 euros au premier semestre de l'année 2012. Le produit de la taxe avait pour objet de permettre à l'État de financer l'acquisition des quotas manquants pour les nouveaux entrants pour l'année 2011 (estimation : 30 millions de quotas). Les principaux secteurs mis à contribution étaient la production d'électricité et de gaz, les industries pétrolières, la chimie et la métallurgie. Cette taxe n'a pas été renouvelée par la loi de finances pour 2013.

En application de la directive ETS, modifiée en 2009, la 3<sup>e</sup> période du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (« GES ») a débuté le 1<sup>er</sup> janvier 2013. Les dispositions du Code de l'environnement consacrées à ce dispositif ont été modifiées en conséquence par une ordonnance du 28 juin 2012 (n° 2012-827) et son décret d'application du 3 décembre 2012 (n° 2012-1343). La règle pour le secteur électrique est désormais la mise aux enchères des quotas depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013. Depuis cette date, EDF doit acheter l'intégralité de ses quotas. Un règlement n° 1031/2010/CE du 12 novembre 2010 précise les modalités de cette mise aux enchères.

#### Bilan des GES

En application des articles L. 229-25 et R. 229-45 et suivants du Code de l'environnement, les entreprises de plus de 500 salariés doivent réaliser annuellement un bilan de leurs émissions de gaz à effet de serre, et une synthèse des actions envisagées pour les réduire.

Ce bilan est public et mis à jour tous les trois ans. Le premier bilan d'EDF a été publié dans le Cahier des indicateurs du rapport annuel d'EDF en mars 2012.

### Efficacité énergétique

#### Directive relative à l'efficacité énergétique

L'Union européenne a adopté le 25 octobre 2012 une directive relative à l'efficacité énergétique (n° 2012/27/UE). Cette directive, qui doit être transposée par les États membres avant le 5 juin 2014, a pour objectif de permettre à l'Union européenne d'atteindre d'ici 2020 son objectif de 20 % d'économies d'énergie. Dans ce but, la directive renforce les dispositions des directives existantes sur les services d'efficacité énergétique (2006/32/EC) et la cogénération (2004/8/EC), qu'elle abroge.

La directive comporte plusieurs dispositions susceptibles d'impacter les activités du groupe EDF, au premier rang desquelles l'obligation pour les États membres de réaliser chaque année un objectif d'économie d'énergie équivalent à une baisse annuelle des ventes d'énergie de 1,5 % par an cumulée sur la période 2014-2020, qui peut prendre la modalité d'une obligation de réduction des ventes pesant sur les distributeurs ou les fournisseurs d'énergie. Elle comprend également des dispositions relatives à l'information des clients sur leur consommation, à la promotion des services énergétiques, à l'efficacité de la production de chaleur et de froid ainsi que du transport et de la distribution de l'énergie.

#### Certificats d'économies d'énergie

Au niveau national, le dispositif des certificats d'économies d'énergie, fixé aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser une obligation d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie. Il fixe un objectif triennal d'économies d'énergie qu'il répartit entre les personnes assujetties (dites les « obligés ») en fonction de leurs volumes de ventes. Pour

la deuxième période du dispositif, allant du 1<sup>er</sup> janvier 2011 au 31 décembre 2013, l'objectif total d'économies affiché est de 345 TWhc (contre 54 TWhc pour la première période). Le volume définitif sera arrêté et notifié au plus tard le 31 mars 2014, après déclaration certifiée par les entreprises obligées, via un expert-comptable ou un Commissaire aux comptes, des quantités annuelles d'énergie vendues sur la période. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée, des certificats d'économies d'énergie correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser, obtenus en contrepartie de la réalisation directe ou indirecte d'actions d'économies d'énergie, ou achetés aux autres acteurs économiques dits « éligibles » par le biais du registre national des certificats.

L'État français a entamé en 2012 des discussions avec les parties prenantes sur l'objectif d'économies d'énergie pour la troisième période du dispositif des certificats d'économies d'énergie (2014-2016) et les modalités de ce dispositif. Le niveau de contrainte pesant sur les énergéticiens dans le cadre de la troisième période du dispositif national des certificats d'économies d'énergie pourrait être durci en fonction des modalités retenues pour la transposition de la directive efficacité énergétique. Dans ce contexte, EDF fait des propositions pour optimiser le coût et l'efficacité du dispositif pour les parties prenantes.

### 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

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, est à l'origine de l'ordonnance n° 2012-34 du 11 janvier 2012 qui procède à l'harmonisation des sanctions pénales prévues dans le Code de l'environnement.

### Réglementation en matière de santé, d'hygiène et de sécurité

#### 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 aéroréfrigérantes désormais soumises à la réglementation sur les ICPE. EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des risques de prolifération de légionelles et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF doit par ailleurs procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée.

#### Substances à l'état nanoparticulaire

Les articles L. 523-1 et suivants et R. 523-12 et suivants du Code de l'environnement prévoient, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, une obligation de déclaration obligatoire des quantités et des usages des substances nanoparticulaires ou des nanomatériaux produits, distribués ou importés en France, ainsi qu'une mise à disposition du public et des autorités de contrôle des informations relatives à ces substances. Les informations à

déclarer ainsi que les modalités de la déclaration ont été précisées par un arrêté du 6 août 2012. EDF est susceptible d'être concerné par ce dispositif en tant qu'utilisateur de substances à l'état nanoparticulaire.

### Exposition aux champs électromagnétiques (« CEM »)

En application de la loi Grenelle 2, le décret n° 2011-1697 du 1<sup>er</sup> décembre 2011 impose au gestionnaire de réseau public de transport (« GRT ») d'électricité de réaliser un contrôle régulier des CEM induits par les lignes électriques de transport d'électricité.

### Produits chimiques

Le règlement (CE) n° 1907/2006 concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, dit règlement « REACH », entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2007, vise à assurer un niveau élevé de protection de la santé humaine et de l'environnement ainsi que la libre circulation des substances dans le marché intérieur, tout en améliorant la compétitivité et l'innovation. EDF est concerné par ces textes en tant qu'utilisateur, mais aussi en tant que fabricant et importateur de produits chimiques. EDF s'est conformé à son obligation d'enregistrer auprès de l'Agence européenne des produits chimiques les substances qu'il fabrique ou importe à plus de 1 000 tonnes par an. S'agissant de la prochaine échéance d'enregistrement, en mai 2013, EDF se prépare à enregistrer la monochloramine fabriquée *in situ* sur certaines centrales nucléaires.

Par ailleurs, la directive n° 98/8/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 16 février 1998 concernant la mise sur le marché des produits biocides<sup>1</sup>, transposée aux articles L. 522-1 et suivants du Code de l'environnement, a notamment mis en place un régime d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides sur le territoire européen. Elle sera abrogée en septembre 2013, date d'entrée en vigueur du nouveau règlement Biocides n° 528/2012 du 22 mai 2012. Celui-ci vise notamment à simplifier la procédure actuelle d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides et à élargir son champ d'application. Dans ce nouveau contexte réglementaire, EDF pourrait être concerné en tant que fabricant de monochloramine et d'hypochlorite de sodium du fait de l'extension du champ d'application de ce futur règlement à la génération *in situ* de substances actives. Le cas échéant, des demandes d'autorisation devraient être constituées et déposées avant 2017.

## 6.5.6.2 Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF

### 6.5.6.2.1 Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (« ICPE »)

#### Installations soumises à autorisation

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 »), codifiée dans le Code de l'environnement. Ces installations sont soumises, selon la gravité des dangers ou inconvénients qu'elles peuvent présenter pour l'environnement et la santé humaine, à un régime de déclaration préalable, d'autorisation simplifiée (dit « d'enregistrement »), ou d'autorisation. La demande d'autorisation d'exploiter une ICPE est accompagnée d'un dossier contenant notamment une analyse de l'impact du projet sur l'environnement, dite « étude d'impact ». Cette étude comporte une analyse des effets de l'installation sur l'environnement et la santé humaine. L'autorisation ICPE est accordée après enquête publique régie conformément aux dispositions du Code de l'environnement. Depuis le 1<sup>er</sup> juin 2012, les régimes de l'étude d'impact et de l'enquête publique ont été réformés.

1. La directive définit les biocides comme les substances actives et préparations contenant une ou plusieurs substances actives destinées à détruire, repousser ou rendre inoffensifs les organismes nuisibles, à en prévenir l'action ou les combattre de toute manière, par une action chimique ou biologique.

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. En application de l'article L. 516-1 du Code de l'environnement, la constitution de garanties financières est également exigée pour certaines installations telles que les carrières, les installations de stockage de déchets, les installations Seveso et les sites de stockage géologique de dioxyde de carbone et, depuis le décret n° 2012-633 du 3 mai 2012, pour certaines installations ICPE soumises au régime de l'autorisation et de l'enregistrement (article R. 516-2 du Code de l'environnement). La liste des ICPE nouvellement concernées par l'obligation de constituer des garanties financières, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2012 ou du 1<sup>er</sup> juillet 2017, est fixée en annexe d'un arrêté du 31 mai 2012. Les modalités de détermination et de constitution de ces garanties financières sont fixées respectivement par un arrêté du 31 mai et du 31 juillet 2012. Le groupe EDF exploite des installations concernées par ce nouveau dispositif.

Les garanties financières sont destinées à assurer, suivant la nature des dangers ou inconvénients de chaque catégorie d'installations, la surveillance du site et le maintien en sécurité des installations, les interventions éventuelles en cas d'accident avant ou après la fermeture, et la remise en état après fermeture. Elles ne couvrent pas les indemnités dues par l'exploitant aux tiers qui pourraient subir un préjudice par fait de pollution ou d'accident causé par l'installation.

Les ICPE sont placées sous le contrôle du préfet et des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (« DREAL »), qui 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.

### Installations Seveso

Les ICPE dites « Seveso » sont soumises aux dispositions de la directive n° 96/82/CE (dite « Seveso 2 ») et à compter du 1<sup>er</sup> juin 2015 aux dispositions de la directive n° 2012/18 du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 »)

Ce projet de révision, qui devrait s'appliquer à compter du 1<sup>er</sup> juin 2015, a notamment pour objectif d'intégrer dans la législation les modifications apportées par le règlement CLP du 16 décembre 2008, relatif à la classification, à l'étiquetage et à l'emballage des substances et des mélanges. Cette modification est susceptible d'impacter le Groupe dans la mesure où des produits jusque-là hors du périmètre de la réglementation Seveso vont y être soumis par reprise de la liste CLP. Parmi les autres changements importants proposés figurent des dispositions plus strictes concernant l'accès du public aux informations relatives à la sécurité, la participation au processus décisionnel et l'accès à la justice, ainsi que des améliorations relatives à la manière dont les informations sont recueillies, gérées, mises à disposition et partagées. La proposition introduit également des normes plus sévères pour les inspections des installations. Des dispositions législatives et réglementaires doivent être adaptées dans le courant de l'année 2013.

### Dispositions en matière d'hygiène et de sécurité

La directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (dite « IED ») a révisé et refondu en un texte unique plusieurs textes existants dont les directives IPPC, GIC, Incinération des déchets, COV, etc. Son chapitre III concerne EDF puisqu'il traite des installations de combustion que l'on trouve notamment dans les centrales thermiques à flamme. Les niveaux d'exigence applicables à ces centrales sont fonction du type d'installation et du combustible, et en particulier de la puissance thermique nominale des installations de combustion en cause. Cette directive, partiellement transposée en droit national par l'ordonnance n° 2012-7 du 5 janvier 2012 (codifiée aux articles L. 515-28 à L. 515-31 du Code de l'environnement), a pour effet d'élargir le champ d'application de la directive IPPC à de nouvelles activités, de renforcer la portée des meilleures techniques disponibles (« MTD ») sur lesquelles seront fondées

les valeurs limites d'émission fixées, d'entraîner un réexamen périodique des conditions d'exploitation pour tenir compte de l'évolution des MTD et d'imposer, dans certains cas, la réalisation d'un « rapport de base » sur l'état des sols. Un projet de décret et plusieurs projets d'arrêté d'application sont en cours d'élaboration. Sur ce dernier point, l'article 1 du décret n° 2013-5 du 2 janvier 2013 relatif à la prévention et au traitement de la pollution des sols précise qu'un état des sols intermédiaire sera désormais exigé en cas de modification substantielle de l'installation et qu'en cas de pollution, des mesures devront être proposées par l'exploitant.

### 6.5.6.2 Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base

EDF est 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 »), codifiée dans le Code de l'environnement par l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012, et à son décret d'application n° 2007-1557 modifié du 2 novembre 2007. Ces textes fixent le régime juridique applicable aux installations nucléaires de base (« INB »). La loi a créé l'Autorité de sûreté nucléaire (« ASN »), autorité administrative indépendante, les Ministres chargés de la sûreté nucléaire conservant une compétence pour la délivrance des principales autorisations et l'élaboration de la réglementation générale.

La loi TSN prévoit 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 des Ministres chargés de la sûreté nucléaire. Le décret d'autorisation mentionne l'identité de l'exploitant, la nature de l'installation, sa capacité maximale et son périmètre. Il 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 sécurité, la santé et la salubrité publiques, ainsi que la protection 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.

Les conditions des prélèvements d'eau, de rejets d'effluents liquides et gazeux, radioactifs ou non, ainsi que les limites associées sont fixées, en application du décret d'autorisation de création, par décisions de l'ASN, soumises à homologation, en ce qui concerne les décisions fixant les limites de rejets de l'installation dans l'environnement.

D'autres prescriptions sont 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 et entreposés dans celle-ci.

### Les règles de sûreté et le contrôle des installations nucléaires

Les installations nucléaires exploitées par EDF sont soumises à la réglementation en matière de sûreté nucléaire. Ainsi, la demande d'autorisation de création d'une INB comprend notamment un rapport préliminaire de sûreté (« RPS »), une étude d'impact de l'installation sur l'environnement et la santé, un plan de démantèlement et une étude de maîtrise des risques (« EMR »). 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 publiques ou de protection de la nature et de l'environnement. Un plan d'urgence interne (« PUI ») précise les mesures d'organisation, les méthodes d'intervention et les moyens nécessaires mis en œuvre par l'exploitant en cas de situation d'urgence. Ce dernier doit rédiger en outre un rapport annuel, soumis au CHSCT (Comité d'hygiène, de sécurité et des 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 par l'exploitant, notamment à l'ASN et au représentant de l'État dans le département du lieu de l'incident ou de l'accident.

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 en matière de sécurité nucléaire et de 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 l'exposition aux rayonnements ionisants et sur les mesures de sûreté et de radioprotection prises pour prévenir ou réduire ces risques ou exposition.

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, telles 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 ou agrément.

### Le démantèlement 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 qui définit les prescriptions relatives au démantèlement. Une fois le démantèlement effectué, 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 radioactifs. EDF assume la responsabilité des déchets radioactifs 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 radioactifs en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité nucléaire. Outre certains entreposages 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 ouvert depuis 2003. Les déchets radioactifs 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 enjeux associés »)). Les déchets nucléaires à haute activité et à vie longue (« HAVL »), issus du traitement des combustibles usés, sont conditionnés sous forme vitrifiée et entreposés provisoirement au centre d'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 enjeux associés »)). Les déchets à moyenne activité et vie longue (« 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 enjeux associés »)).

À la suite de 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, mise en exploitation de celui-ci en 2025 ;
- entreposage : en vue, au plus tard en 2015, de créer de nouvelles installations d'entreposage ou de modifier des installations existantes.

La loi du 28 juin 2006 prévoit qu'un plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (« PNGMDR »), mis à jour tous les trois 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 INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne peuvent être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et doivent faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions est 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 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 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, 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, le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) est notamment chargé d'examiner et de rendre un avis sur le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture (voir section 16.2.3.2 (« Comité de suivi des engagements nucléaires »)).

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 directive n° 2011/70/Euratom du Conseil du 19 juillet 2011 a fixé un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs. Elle renforce les efforts de la Commission

afin d'encadrer l'exploitation de l'énergie nucléaire dans l'Union européenne après l'adoption, en 2009, de la directive sur la sûreté nucléaire. Si la directive n° 2011/70/Euratom ne comporte pas de dispositions particulièrement innovantes du point de vue du droit français, elle constitue un socle de règles fondamentales en matière de gestion des déchets radioactifs et du combustible usé pour un certain nombre d'États membres de l'Union européenne et clarifie plusieurs notions, sources potentielles de contentieux. Ce texte présente notamment le stockage géologique profond comme l'option la plus sûre et durable pour la gestion des déchets de haute activité à vie longue et envisage la possibilité de créer des sites de stockage partagés entre plusieurs États, sur la base toutefois du volontariat.

### La réglementation en matière de radioprotection

En France, les activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants sont soumises à deux régimes distincts selon la catégorie de personnes à protéger. Ces régimes sont issus de la directive n° 96/29 Euratom du Conseil du 13 mai 1996 dite « normes de base », en cours de révision.

La réglementation sur la protection générale de la population contre ces rayonnements, régie par le Code de la santé publique, 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 au titre du Code de la santé publique. L'article R. 1333-8 du Code de la santé publique fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, régie par le Code du travail, impose diverses obligations à l'employeur des salariés susceptibles d'être exposés et, en particulier, fixe une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv pour douze mois consécutifs.

Les dispositions relatives au contrôle des sources radioactives scellées de haute activité et des sources orphelines sont fixées dans le Code de la santé publique.

### 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 et le Royaume-Uni, pays dans lesquels le Groupe exploite des installations nucléaires (en France au travers d'EDF, au Royaume-Uni au travers d'EDF Energy). En France, en application de ces conventions, la responsabilité civile nucléaire est régie par la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968 modifiée (codifiée dans le Code de l'environnement par l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012).

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 sur le territoire duquel est située l'installation nucléaire de l'exploitant responsable dans lequel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 201,4 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles) ;
- 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 345,3 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 4.2.3 (« Assurances »)).

Des protocoles portant modification des conventions de Paris et 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 de l'exploitant 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 (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles). 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 du protocole portant modification de la convention de Paris, c'est-à-dire lorsque au moins deux tiers des seize États parties l'auront ratifiée, étant précisé que les treize États membres de l'Union européenne sont en outre tenus de déposer ensemble leurs instruments de ratification. Au 31 décembre 2012, treize États, dont dix de l'Union européenne, sur seize ont transposé dans leur droit national les dispositions des protocoles et sont prêts à déposer leurs instruments de ratification. 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.

Le Conseil de politique nucléaire réuni le 8 février 2012 a cependant demandé au gouvernement de présenter en Conseil des ministres un projet de loi visant à augmenter les plafonds d'indemnisation en cas d'accident, sans attendre l'entrée en vigueur des protocoles portant modification des conventions de Paris et de Bruxelles. Le 21 mars 2012, le Premier ministre a présenté un projet de loi ratifiant l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012 et modifiant le Code de l'environnement, le Code de la santé publique et le Code de la défense. L'ordonnance qu'il est proposé de ratifier a inséré, dans le Code de l'environnement, l'ensemble des dispositions relatives à la

transparence, à la sûreté, à la gestion des déchets et à la responsabilité civile dans le domaine des activités nucléaires. Comme demandé par le Conseil de politique nucléaire, le projet de loi augmente le plafond d'indemnisation en cas d'accident nucléaire de 91,5 à 700 millions d'euros.

Par ailleurs, le 28 mars 2012, le ministre des affaires étrangères et européennes, a présenté un projet de loi autorisant l'approbation du protocole commun relatif à l'application de la convention de Vienne et de la convention de Paris. Ce protocole commun établit une passerelle entre la convention de Paris, qui couvre les pays d'Europe de l'Ouest, et la convention de Vienne du 21 mai 1963 relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires, qui couvre (entre autres) les pays d'Europe de l'Est. Il permet aux parties à l'une de ces deux conventions (Paris ou Vienne) qui adhèrent au protocole de bénéficier de la couverture assurée par l'autre convention. Le Sénat a inscrit officiellement à son ordre du jour en séance publique l'examen de ce dernier projet de loi le 16 avril 2013.

### Protection des installations et matières nucléaires

La réglementation sur la protection et le contrôle des matières nucléaires régie par l'article L. 1333-1 du Code de la défense a pour objet de détecter et prévenir la perte, le vol ou le détournement des matières nucléaires détenues dans des installations, ou en cours de transport, ou tout acte visant à les altérer, les détériorer ou les disperser.

Cette réglementation a été entièrement refondue par le décret n° 2009-1120 du 17 septembre 2009 relatif à la protection et au contrôle des matières nucléaires, de leurs installations et de leur transport, codifié dans le Code de la défense. Ce décret a eu pour principal objet d'étendre la protection des matières nucléaires aux installations les abritant. Plusieurs arrêtés publiés en 2011 précisent les obligations des opérateurs.

Pour les CNPE, l'arrêté du 10 juin 2011 est basé sur la défense en profondeur des cibles, à savoir les matières nucléaires, les équipements ou les fonctions dont la défaillance ou l'endommagement engendrés par un acte de malveillance sont susceptible d'entraîner des conséquences radiologiques. Ainsi, l'opérateur doit mettre en place plusieurs lignes de protection matérialisées par 6 zones (ex : zones à accès contrôlé, zone vitale, zone interne...).

L'arrêté du 10 juin 2011 relatif à la protection physique des installations abritant des matières nucléaires dont la détention relève d'une autorisation impose un certain nombre d'obligations à l'opérateur, pour lesquelles il devra s'être mis en conformité au plus tard le 6 juillet 2016.

L'arrêté du 9 juin 2011 développe le système de suivi physique des matières nucléaires ainsi que les conditions de la comptabilité pour les matières nucléaires et les obligations qui pèsent sur l'opérateur. Ainsi, l'opérateur s'assure notamment que le suivi physique et la comptabilité sont protégés contre les actions de malveillance identifiées lors de la délivrance de l'autorisation.

#### 6.5.6.2.3 Réglementation applicable à la 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 (voir section 6.5.6.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement »)). 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/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive NEC) et de la directive n° 2001/80/CE 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 6.5.8 (« 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 jusqu'en 2015. À compter de cette date, ce sont les plafonds et les dérogations issues de la directive IED précitée qui auront vocation à s'appliquer, avec notamment des problématiques spécifiques concernant les outils de production dans les DOM et les

systèmes de secours, dont les niveaux de pollution nécessitent de négocier des dispositions adaptées.

Les activités de production thermique à flamme sont également soumises aux dispositions des directives Seveso 2 et 3 et à l'obligation de constitution des garanties financières (voir section 6.5.6.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement »)). Les textes réglementaires et législatifs de transposition doivent être adoptés dans le courant de l'année 2013.

#### 6.5.6.2.4 Réglementation applicable aux installations hydrauliques

Les installations hydrauliques sont soumises en France aux dispositions des articles L. 511-1 et suivants du Code de l'énergie. 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 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, à la sûreté des zones situées à proximité et à l'aval des aménagements hydrauliques (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales 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 précise les conditions d'instruction d'une demande ou d'un renouvellement de concession hydraulique. Ce décret, qui inscrit aujourd'hui les concessions dans le régime juridique des délégations de service public, prévoit une procédure de mise en concurrence de la concession arrivant à échéance. L'ancien droit de préférence au bénéficiaire du concessionnaire sortant a été supprimé du fait de sa non-compatibilité avec le droit issu des traités communautaires.

Les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement, feront l'objet d'une redevance annuelle indexée sur les recettes résultant des ventes d'électricité issues des ouvrages hydroélectriques, versée pour partie à l'État et pour partie aux départements et communes sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 1 a prévu la possibilité que le montant de cette redevance puisse être plafonné au-delà du seuil de 25 %. La loi Grenelle 2 prévoit qu'un plafond soit fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque nouvelle concession ou concession renouvelée. Le décret a déterminé à ce jour trois 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 et meilleures conditions économiques et financières pour le concédant. La nouvelle procédure de désignation d'un concessionnaire sera désormais d'une durée de 5 ans (contre 11 ans auparavant).

#### 6.5.6.2.5 Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables

Le Paquet Climat a été à l'origine d'un ensemble de mesures visant à assurer que l'Union européenne 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 de 20 % d'énergies renouvelables (« EnR ») dans la consommation d'énergie.

L'un des cinq textes composant le Paquet Climat est la directive n° 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dite directive « ENR ». Elle 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, et impose aux États membres d'adopter un plan d'action national en matière d'énergies renouvelables.

En application de l'article 4 de la directive ENR précitée, la France a élaboré son Plan national d'action en faveur des énergies renouvelables (2009-2020). Ce Plan reprend les objectifs de la Programmation pluriannuelle des investissements (« PPI ») et fixe, conformément à la loi Grenelle, un objectif national de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie à l'horizon 2020.

Pour atteindre cet objectif, la loi Grenelle 2 a créé de nouveaux instruments de planification territoriale en vue de permettre un développement équilibré des différentes filières d'énergie renouvelable. Parmi ceux-ci :

- les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (« SRCAE »), dont le régime juridique est fixé aux articles L. 222-1 à L. 222-3 et R. 222-1 à R. 222-7 du Code de l'environnement. Certaines régions ont adopté leur SRCAE, pour d'autres, ces plans sont encore en cours d'élaboration ;
- les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (« S3RER »), dont le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 précise la composition, les modalités d'approbation, la gestion des capacités d'accueil ainsi que les modalités financières de raccordement des producteurs d'électricité.

En application de l'article 15 de la directive ENR, une ordonnance du 14 septembre 2011 a modifié le régime juridique des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ou par cogénération, fixé aux articles L. 314-14 et suivants du Code de l'énergie. Les modalités de mise en œuvre de ce nouveau régime ainsi que les modalités de désignation de l'organisme en charge de la gestion des garanties d'origine (délivrance, transfert, annulation) sont fixées dans le décret n° 2012-62 du 20 janvier 2012. En tant que producteur et acheteur obligé d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables (hydroélectricité), le groupe EDF est concerné par ces dispositions.

La loi Grenelle 2 contient également des dispositions plus favorables aux énergies marines :

- exemption de toute procédure d'urbanisme pour les installations implantées en mer « sur le domaine public maritime immergé au-delà de la laisse de la basse mer », si elles figurent dans un décret en Conseil d'État (article L. 421-5 du Code de l'urbanisme) ;
- dérogation permettant aux ouvrages de raccordement des installations marines utilisant les énergies renouvelables aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité de traverser les zones littorales (article L. 146-4 du Code de l'urbanisme).

#### 6.5.6.2.6 Réglementation applicable à la production de l'énergie éolienne

La construction d'éoliennes terrestres est soumise, en application des articles R. 421-1 et 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. La construction d'éoliennes implantées sur le domaine public maritime est dispensée de permis de construire, conformément à l'article R. 421-8-1 du Code de l'urbanisme.

En outre, en application de la loi Grenelle 2, les éoliennes terrestres sont désormais soumises à la nomenclature des ICPE, sous le régime de l'autorisation ou de la déclaration (voir section 6.5.6.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement »)) au titre de la rubrique 2980 « Installations terrestres de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent et regroupant un ou plusieurs aérogénérateurs ». Les éoliennes soumises à autorisation font l'objet d'une étude d'impact qui doit accompagner le dossier de permis de construire. La délivrance de l'autorisation d'exploiter est subordonnée à l'éloignement des installations d'une distance de 500 mètres par rapport aux constructions à usage d'habitation, aux immeubles habités et aux zones destinées à l'habitation.

L'exploitant ou, en cas de défaillance, la société mère, est responsable du démantèlement des éoliennes et de la remise en état du site, en fin d'exploitation, quel que soit le motif de la cessation de l'activité (articles L. 553-3 et R. 553-1 du Code de l'environnement). À cette fin, il doit constituer des garanties financières dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants.

### 6.5.7 Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie

Inspiré des règles issues de la directive Abus de marché n° 2003/6/CE applicable aux marchés financiers (voir section 16.5 (« Code de déontologie boursière »)), le règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie est entré en vigueur le 28 décembre 2011. Ce règlement vise à prévenir les abus et les manipulations de marché sur les marchés de gros de l'énergie et à renforcer la confiance des acteurs de marché et des consommateurs.

Le renforcement de l'intégrité et de la transparence des marchés de gros de l'énergie doit favoriser une concurrence ouverte et loyale sur ces marchés, afin notamment que les prix fixés sur ces marchés reflètent une interaction équilibrée et concurrentielle entre l'offre et la demande. Le règlement interdit les opérations d'initiés et les manipulations de marché et crée une obligation de publication de l'information privilégiée, telle que définie au sens de REMIT.

L'ACER, agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie, se voit confier la mission de surveiller les échanges commerciaux de produits énergétiques de gros pour détecter et empêcher les transactions fondées sur des informations privilégiées et des manipulations de marché.

L'ACER recueillera en outre les données nécessaires pour évaluer et surveiller les marchés. Le règlement prévoit en effet que les acteurs du marché, ou une personne habilitée à le faire pour leur compte, fournissent à l'ACER un relevé détaillé des transactions du marché de gros de l'énergie.

Enfin, les acteurs du marché effectuant des transactions pour lesquelles une déclaration auprès de l'ACER est obligatoire devront s'inscrire auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre dans lequel ils sont établis (la CRE en France) ou, s'ils ne sont pas établis dans l'Union européenne, de celle d'un État membre dans lequel ils exercent une activité.

### 6.5.8 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.

#### 6.5.8.1 Réglementation future au niveau communautaire

##### Réglementation des concessions de services

La proposition de directive communautaire relative à l'attribution des concessions de travaux et de services a été adoptée par la Commission européenne le 20 décembre 2011. La proposition prend la forme d'un texte autonome, distinct des directives marchés, dont elle s'inspire néanmoins pour nombre de concepts. Contrairement aux assurances données par la Commission, la proposition va bien au-delà d'une « approche légère » (*light approach*) en réglementant de manière précise les conditions d'attribution et de modification des concessions.

Le texte ne comporte pas d'exemption sectorielle en faveur des secteurs couverts par les directives n° 2009/72/CE et 2009/73/CE. Une disposition, dont la rédaction demeure à parfaire, devrait permettre d'exclure du champ de la directive les concessions de réseaux. En revanche, le sort de la partie fourniture aux tarifs réglementés des concessions demeure incertain. L'impact sur le régime des concessions hydrauliques, soumises aujourd'hui à la loi Sapin sur les délégations de services publics, devrait être modéré, sauf en ce qui concerne les possibilités de suréquipements tels qu'issus de la loi POPE de 2005.

Le vote définitif du texte est annoncé pour courant 2013.



## Environnement

### 7<sup>e</sup> programme d'action en matière d'environnement (« PAE »)

À la suite de l'expiration du 6<sup>e</sup> programme d'action pour l'environnement en juillet 2012, la Commission européenne a publié le 29 novembre 2012 sa proposition de 7<sup>e</sup> programme. Celui-ci est destiné à orienter la politique de l'Union européenne jusqu'en 2020. Dans ce programme, la Commission définit neuf objectifs prioritaires parmi lesquels : protéger la nature et renforcer la résilience écologique, stimuler une croissance durable, efficace dans l'utilisation des ressources et à faibles émissions de carbone, et répondre efficacement aux menaces liées à l'environnement qui pèsent sur la santé.

Cette proposition sera examinée par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne dans les mois à venir. Une fois approuvé, le nouveau PAE sera intégré dans la législation de l'UE.

### Qualité des sols

Dans le cadre de sa proposition de 7<sup>e</sup> PAE, la Commission européenne a exprimé le souhait de traiter les problèmes de qualité des sols dans un cadre juridique contraignant. La proposition de directive définissant un cadre pour la protection des sols, adoptée par le Parlement européen en 2007 et rejetée par le Conseil, pourrait être à nouveau examinée.

### Évaluation environnementale

La Commission européenne a présenté le 26 octobre 2012 une proposition de directive modifiant la directive relative aux études d'impact (directive n° 85/337/CE du 27 juin 1985, modifiée par la directive 2011/92/UE du 13 décembre 2011 publiée au JOUE du 28 janvier 2012). Les modifications apportées sont susceptibles d'impacter les procédures d'autorisations applicables aux projets du groupe EDF.

### Utilisation des ressources

Dans le cadre de sa proposition de 7<sup>e</sup> PAE, la Commission européenne a confirmé sa feuille de route pour une Europe efficace dans l'utilisation des ressources, publiée en septembre 2011. Son objectif est de faire de l'Union une économie efficace dans l'utilisation des ressources, verte, compétitive et à faibles émissions de carbone.

### Nucléaire

La Commission européenne a présenté le 29 septembre 2011 un projet de directive Euratom fixant les normes de base relatives à la protection contre l'exposition aux rayonnements ionisants, qui a pour objet de remplacer et mettre à jour des directives existantes en tenant compte des normes internationales développées ces dernières années par les experts de la Commission internationale de protection radiologique et par l'Agence internationale de l'énergie atomique.

## 6.5.8.2 Réglementation future au niveau national

### Décrets d'application de la loi Grenelle 2

L'application de la loi Grenelle 2 nécessite la publication d'un grand nombre de décrets d'application : au 31 décembre 2012, 86 % d'entre eux ont été publiés<sup>1</sup>.

Devraient être publiés en 2013 :

- un projet de décret relatif à l'information sur les risques de pollution des sols (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)) ;
- un projet de décret relatif à la protection des biotopes, des habitats naturels et des sites d'intérêt géologique et fixant les conditions d'application de l'article 124 de loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement ;
- un projet de décret portant approbation des orientations nationales pour la préservation et la remise en bon état des continuités écologiques.

### Installations classées pour la protection de l'environnement

La directive relative aux émissions industrielles dite IED n'ayant été que partiellement transposée (voir section 6.5.6.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (« ICPE » »)), un nouveau texte viendra compléter cette transposition, notamment pour ce qui concerne les dispositions applicables aux GIC.

### PCB

Un projet de réforme de la réglementation sur les PCB (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)) introduit de nouvelles échéances d'élimination et de décontamination pour les appareils contenant un fluide dont la teneur en PCB est supérieure à 50 ppm et unifie le régime de détention de ces appareils en supprimant la rubrique 1180 de la nomenclature ICPE auxquels les détenteurs d'appareils de plus de 30 l étaient auparavant soumis.

### Santé et environnement

Une proposition de loi relative à l'indépendance de l'expertise en matière de santé et d'environnement et à la protection des lanceurs d'alerte est en cours de discussion au Parlement.

La proposition de loi adoptée le 21 novembre 2012 par le Sénat et le 31 janvier 2013 par l'Assemblée nationale prévoit notamment la création d'une Commission nationale de la déontologie et des alertes en matière de santé et d'environnement et la reconnaissance d'un droit d'alerte. La proposition va faire l'objet d'une seconde lecture au sein de chaque assemblée.

### Conférence environnementale

Lors de la « Conférence environnementale » qui s'est tenue les 14 et 15 septembre 2012, le gouvernement français a annoncé une série de mesures susceptibles d'avoir un impact important sur les activités du groupe EDF parmi lesquelles : l'ouverture d'un grand débat national sur la transition énergétique et écologique qui débouchera sur l'adoption d'une nouvelle loi au premier semestre 2013 ; l'adoption d'une nouvelle loi-cadre sur la « biodiversité » et une réforme de la fiscalité écologique.

### Fessenheim

En septembre 2012, les pouvoirs publics ont annoncé la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim fin 2016. Cette fermeture devra s'accompagner d'une indemnisation intégrale du préjudice qu'elle occasionne à la Société.

1. Quatrième rapport annuel au Parlement sur la mise en œuvre des engagements du Grenelle de l'environnement (2012).

## 6.6 Informations environnementales et sociétales

La présente section comprend les informations que le groupe EDF est tenu de publier conformément aux dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce et du décret du 24 avril 2012 d'application de la loi Grenelle 2, qui obligent les entreprises à présenter la manière dont elles prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités et leurs engagements sociétaux en faveur du développement durable.

Les informations sociales figurent au chapitre 17 (« Salariés – Ressources Humaines »).

Les informations environnementales et sociétales présentées dans la section 6.6 (« Informations environnementales et sociétales ») sont complétées par les indicateurs de développement durable présenté en annexe E du présent document de référence, ainsi que le rapport d'assurance des Commissaires aux comptes sur les indicateurs.

### 6.6.1 Démarche de développement durable

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

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

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

- la stratégie du Groupe à horizon 2020, présentée lors l'Assemblée générale de 2011 ;
- la politique de développement durable de niveau Groupe, signée en 2009, par toutes les sociétés du Groupe, se décline elle-même en politique environnementale, sociétale, et de gouvernance ;
- une démarche globale en matière de ressources humaines et dans le domaine social baptisée Vision RH ; elle se décline en des politiques Groupe (diversité, égalité professionnelle, handicap...) et à travers un accord mondial de Responsabilité Sociale de l'Entreprise signé avec les organisations syndicales de 16 sociétés du Groupe ;
- une Charte éthique Groupe en cours de déploiement, qui vient succéder au Mémento éthique mis en place par EDF en 2007.

La politique du groupe EDF en matière environnementale et sociétale est adossée aux principes du Pacte mondial des Nations unies (adhésion en 2001). Le Groupe a formalisé son action dans une politique de développement durable, qui, en s'appuyant sur la démarche éthique d'EDF, répond aux grands enjeux du Groupe. Elle 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 responsabilité territoriale et l'effort éducatif sur les questions liées à l'énergie.

#### 6.6.1.1 Pilotage du développement durable

La gouvernance du développement durable s'articule autour des organisations, systèmes et instances de pilotage suivants :

- une Direction du Développement Durable dont la mission est de coordonner et accompagner les directions d'EDF et les sociétés du Groupe dans la réalisation des engagements de la politique de développement durable et d'en assurer le reporting. La Direction du Développement Durable a défini quatre grands axes d'action : le dialogue avec les parties prenantes, l'économie verte et solidaire (financement du modèle économique et intégration de la dimension développement durable

dans tous les métiers), le développement durable dans les projets et le *management* du développement durable (animation Groupe) ;

- un système de management environnemental (« SME ») déployé dans toutes les entités (voir section 6.6.2.1.1 « Organisation et certification ISO 14001 ») ;
- un Comité de développement durable Groupe (*Group Sustainable Development Committee*), créé fin 2008, qui réunit les responsables du développement durable des principales filiales, participations et directions du Groupe. Dans le respect des règles d'autonomie des entités du Groupe, il a pour missions d'assurer la mise en œuvre de la politique développement durable du Groupe, de coordonner les actions dans le cadre de la certification ISO 14001 Groupe et de favoriser le partage d'expériences et de bonnes pratiques entre les sociétés et entités qui le composent. En 2012, il s'est réuni trois fois pour suivre l'avancement de la Charte éthique de niveau Groupe, examiner les conditions d'un dialogue renforcé des sociétés du Groupe avec leurs parties prenantes, évaluer les conditions d'acceptabilité des installations industrielles de ces filiales, participations et directions, étudier la pertinence de l'actuelle politique développement durable du Groupe au regard des nouvelles données environnementales et sociétales mondiales, engager une réflexion sur la mise en place d'engagements de responsabilité d'entreprise communs aux filiales, participations et directions du Groupe, et débattre des enjeux d'une politique biomasse ;
- un criblage des projets au travers du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) : les projets d'investissements les plus importants du Groupe sont soumis, avant leur examen en Comité des engagements du Comité exécutif, à une évaluation au regard de leur exposition aux risques de « non-réalisation d'engagements de développement durable ».

#### 6.6.1.2 Formation des managers et des salariés au développement durable

EDF s'est engagé dans un programme de sensibilisation et de prise en compte des enjeux du développement durable pour ses *managers* et salariés, *via* :

- un système d'intégration des enjeux du développement durable dans la conduite de projets. Depuis avril 2012, le référentiel *management* de projet a été mis à jour pour mieux prendre en compte la dimension développement durable et le suivi des investissements. Il intègre désormais le développement durable et la performance économique dans toutes leurs dimensions : analyse du cycle de vie environnemental du projet, contribution au développement économique local, suivi des investissements, intégration de clauses sociales dans les contrats d'achats, conformité aux actions de concertation réglementaires... Réalisé avec les directions et les sociétés, il sera déployé sur l'ensemble du Groupe en 2013 ;
- Il s'accompagne d'un outil d'aide au diagnostic territorial, de sessions de formation adaptées, de la mise à disposition d'une cartographie des parties prenantes et de la méthodologie Durabilis, outils qui les aident à élaborer des plans d'action développement durable et les incitent à identifier les parties prenantes concernées par leur projet, les conséquences du projet sur l'emploi local, la création de valeur sur un territoire, la sécurisation des conditions de travail, l'utilisation raisonnée des ressources locales, les impacts sur la biodiversité. Testée à l'échelle du Groupe en 2011 (EDF Energy, EDF Énergies Nouvelles, EDF...), la méthodologie Durabilis a été déployée en 2012 par les directions métiers d'EDF dans le cadre du programme « améliorer la réussite des projets » ;
- une communauté *management* de projet, en cours de création, pour animer un réseau de chefs de projet ;
- la mise en place sur deux jours d'un module de formation obligatoire « Les fondamentaux de la Direction Commerce » pour tout nouvel arrivant, qui intègre les nouveaux contextes réglementaires, les enjeux de performance énergétique et les dangers du produit électricité ;

- une Académie « Savoirs communs », où tous les nouveaux arrivants de la Division du Parc Nucléaire reçoivent une formation sur la certification ISO 14001, la gestion des déchets industriels et nucléaires et l'éthique ;
- des Académies spécifiques aux métiers de la production, qui intègrent des modules environnementement (exemples : amibes et légionelles, réglementation environnementale pour les ingénieurs) ;
- des journées thématiques (*Workshop* sociétal en janvier 2012 ayant permis de sensibiliser 80 chefs de projets à la prise en compte des attentes des parties prenantes ; journée de l'éco-conception à destination des délégués développement durable de l'ingénierie pour renforcer l'intégration de l'éco-conception dans les projets industriels) ;
- l'édition de guides méthodologiques sur la prise en compte de la biodiversité dans les métiers opérationnels (hydraulique et gestion des bâtiments en 2011, nucléaire et réseaux en 2012) ;
- l'introduction depuis 3 ans d'un volet « Achats responsables » dans le stage de formation au métier d'acheteur suivi par tout nouvel arrivant (1 435 heures dispensées en 2012) et la mise en place d'une formation spécifique de 2 jours « Achats et développement durable » (1 000 heures dispensées depuis 2010) ;
- la tenue de conférences « Villes durables », qui permettent aux équipes en charge de la stratégie, des relations aux collectivités territoriales, de la recherche et du développement durable de partager les retours d'expériences d'urbanistes, d'architectes, de sociétés d'aménagement du territoire, de maires, d'experts ministériels ou d'instituts de recherche. Quatre conférences ont eu lieu en 2012 sur les initiatives portées par la ville de Malmö en Suède, la mixité dans la ville, les mutations et la biodiversité urbaines ;
- le lancement en mai 2012 d'une « Communauté développement durable » sur le site intranet d'EDF, qui favorise les échanges de bonnes pratiques initiées par les directions métiers et sensibilise les salariés aux mutations de leur environnement (40 000 pages vues) ;
- la proposition aux salariés de l'entreprise, via le dispositif « Wattitude » sur intranet, d'offres et de produits à tarif préférentiel pour réduire leurs consommations personnelles d'énergie et leur empreinte carbone, accompagnées d'un programme pédagogique de sensibilisation aux gestes éco-responsables dans leur vie privée ;
- l'intégration de critères développement durable dans le calcul de l'intéressement du personnel (deux critères sur cinq au total : taux de valorisation des déchets dont EDF est responsable et taux de salarié ayant suivi au moins une action de formation dans l'année ; l'atteinte de ces objectifs entre à proportion de 40 % dans l'intéressement des salariés).

Par ailleurs, un module « Environnement » a été intégré dans la formation des prestataires du nucléaire.

En 2012, EDF et ERDF ont priorisé la sensibilisation des salariés à la réduction des déchets industriels, en lançant le concours intermétiers « Ça déborde, à vous de jouer ». Objectif : repérer les pratiques innovantes qui produisent moins de déchets à la source et les faire partager en vue de les industrialiser. Cette opération compte parmi les 35 initiatives de l'entreprise labellisées par l'ADEME dans le cadre de la 4<sup>e</sup> édition de la Semaine européenne de réduction des déchets (17 au 25 novembre 2012). Plus de 130 équipes ont déposé leur dossier autour de quatre thématiques : réduction de la quantité des déchets, réduction de leur dangerosité, optimisation de la gestion des déchets de chantier et réduction des déchets de bureau. Le concours s'est accompagné d'une journée nationale intermétiers, consacrée à la prévention et l'optimisation des déchets conventionnels.

Au Royaume-Uni, tous les salariés d'EDF Energy suivent désormais une formation obligatoire sous forme d'*e-learning* (*Sustainable Steps*) qui leur présente les engagements de développement durable pris par l'entreprise. Plus de 6 400 salariés l'ont déjà suivie (41 % des effectifs). Dans son plan de carrière *Coaching for performance*, chacun d'entre eux doit définir une action en lien avec le développement durable, chaque action faisant l'objet d'un suivi managérial. En 2012, 76 % des salariés ont formalisé une action. Initiée en 2011, la formation des dirigeants dédiée à l'intégration du développement durable dans leurs critères de décision et à l'évaluation des opportunités qu'offre le développement durable dans leur modèle d'affaire

s'est poursuivie avec l'Université de Cambridge (73 dirigeants formés en 2012) et le programme est étendu désormais aux salariés en charge opérationnelle de programmes touchant à la responsabilité d'entreprise. Enfin, EDF Energy a mis en place le dispositif *Company Incentive Plan* (« CIP »), qui intègre des critères d'intéressement des salariés fondés sur la tenue des engagements de performance économique, environnementale et sociale de l'entreprise.

## 6.6.2 Informations environnementales

### 6.6.2.1 Politique environnementale

#### 6.6.2.1.1 Organisation et certification ISO 14001

Le système de management environnemental (« SME ») est déployé dans les entités du Groupe. Il est organisé, à l'échelle du Groupe, de façon à coordonner l'ensemble des actions, des objectifs et des indicateurs selon les engagements environnementaux de la politique développement durable du Groupe via une animation assurée par un Directoire et des groupes thématiques.

En 2011 et pour la troisième fois, Afnor certification a renouvelé pour 3 ans la certification ISO 14001 du Groupe, obtenue en 2002.

Des sociétés du Groupe, certifiées ISO 14001, ambitionnent de rejoindre ce certificat Groupe en 2013.

En 2012, EDF, ses filiales et participations représentant 98 % du chiffre d'affaires consolidé sont certifiées ISO 14001.

En France, dans le cadre du fonctionnement du SME, EDF a structuré son approche dans un programme de management environnemental (« PME »).

Le programme, validé lors de la revue du SME en Directoire environnement du 21 mars 2012, vise à consolider les actions environnementales en vue d'atteindre les objectifs de la politique de développement durable d'EDF.

Les actions les plus significatives sont les suivantes :

- poursuivre la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> du Groupe par l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire et par l'adaptation de son mix énergétique (développement des EnR et mise en service de nouvelles unités de production, notamment des cycles combinés à gaz) ;
- limiter les impacts environnementaux, notamment sur la biodiversité ;
- améliorer la gestion et la valorisation des déchets conventionnels ;
- passer au crible des critères de développement durable les projets d'investissement de développement et de maintenance des installations industrielles ;
- maintenir le bon niveau de sensibilisation du management et des salariés ;
- démontrer l'amélioration continue et les performances ;
- mieux valoriser les efforts des salariés à l'atteinte des résultats ;
- améliorer encore l'organisation assurant la conformité réglementaire des activités.

Au niveau international, lors de la revue annuelle du SME du 29 juin 2012, les membres du *Sustainable Development Committee* ont défini les grandes orientations suivantes :

- poursuivre la mise en place des plans d'actions d'adaptation au changement climatique décidés par chaque structure ;
- continuer l'intégration des sociétés certifiées dans le certificat ISO 14001 Groupe ;
- mettre en œuvre les engagements du Groupe dans le domaine de l'eau (voir section 6.6.2.4.2 (« Gestion de la ressource en eau »)),
- partager les éléments méthodologiques d'une empreinte carbone Groupe (bilan gaz à effet de serre).

### 6.6.2.1.2 Pilotage des risques environnementaux

La cartographie et le niveau de maîtrise des risques sont élaborés par la Direction Contrôle des Risques Groupe en relation avec l'ensemble des filiales et des entités du Groupe. Elle intègre dans son périmètre les risques environnementaux d'EDF.

Les éléments les plus significatifs, en termes d'enjeu économiques et financiers, relatifs aux risques environnementaux portent sur les sujets suivants :

- déploiement des actions d'efficacité énergétique et obtention des certificats associés ;
- impacts des activités d'EDF sur l'air, l'eau, les sols et la production de déchets ;
- préservation de la biodiversité ;
- gestion de la ressource en eau ;
- émissions de gaz à effet de serre ;

Ces risques sont totalement intégrés au SME d'EDF et font l'objet de plans d'actions découlant des orientations de la politique de développement durable du Groupe.

### Moyens consacrés à la prévention des risques et pollutions

Pour maîtriser ses risques d'accidents industriels, pouvant porter atteinte au milieu naturel et à la santé publique, EDF met en œuvre :

- des inspections et des audits sur les sites de production (voir section 6.6.2.2.1 (« La sûreté nucléaire ») et 6.6.2.2.2 (« La sûreté hydraulique »)) ;
- des exercices de crise. En 2012, 195 exercices (dont 12 exercices nationaux avec les pouvoirs publics français) ont été réalisés sur les 19 centrales du parc nucléaire français ;
- une politique active d'investissements ;
- un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées.

Durant l'année 2012, il n'y a pas eu d'événements significatifs majeurs<sup>1</sup> sur l'environnement.

### 6.6.2.1.3 Incidents environnementaux

Chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les événements potentiels qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler, réalise des exercices de crise correspondants, dispose de son dispositif de suivi et communique sur les événements environnementaux de sa responsabilité.

Ces événements d'importance mineure relèvent le plus souvent de problèmes rencontrés en exploitation, du type : déversement de faible volume et très localisés de produits hydrocarbures, rejets de poussière dans l'air, pollution historique de sols, variation de débit réservé à l'aval d'ouvrages hydrauliques.

Chaque événement est analysé individuellement et la revue globale du système de management certifié ISO 14001 permet de définir les actions correctives à lancer pour éviter leur renouvellement.

### 6.6.2.1.4 Recherche et développement dans le domaine environnemental

La R&D d'EDF, à travers ses actions d'anticipation de moyen et long termes, prépare l'avenir du Groupe et répond à ses enjeux environnementaux (voir chapitre 11 (« Recherche et développement, brevets et licences »)).

Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes priorités :

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

Les principaux axes de travail 2012 sur le thème du développement durable sont :

- la maîtrise de l'impact des installations nucléaires sur l'environnement : i) intensification de la recherche autour de la sûreté, de l'environnement (agressions externes) et de la durée de vie ii) nouveaux sujets comme la réhabilitation d'une zone habitée évacuée après un accident nucléaire ;
- l'amélioration de la compétitivité et de la disponibilité des centrales nucléaires, avec pour objectif de produire autant d'électricité en consommant moins de combustible. À cet effet, des instrumentations innovantes ont été développées en 2012 pour identifier les pertes d'énergie et de rendement dans les principaux circuits des centrales et pour évaluer les marges de puissance supplémentaires qui pourraient être dégagées en toute sûreté ;
- le renforcement des investissements dans de nouveaux moyens d'essais pour accompagner les offres d'efficacité énergétique par la création en 2012 de deux nouveaux laboratoires (le premier dédié aux bâtiments à basse consommation et le second aux nouvelles techniques d'éclairage) ;
- la participation à cinq projets d'Instituts d'excellence dans les énergies décarbonées, dans le cadre des Investissements d'avenir : i) l'Institut photovoltaïque Île-de-France (« IPVF »), qui vise les ruptures technologiques pour une énergie photovoltaïque compétitive dans le marché, ii) France Énergies Marines, sur les énergies de la mer et l'éolien en mer, iii) SuperGrid sur le thème des grands réseaux de transports pour raccorder les sites de production en énergies renouvelables éloignés, iv) Efficacity sur la ville durable et v) Vedecom sur la mobilité électrique.

Par ailleurs, EDF est l'investisseur principal de Electranova Capital, fonds de capital-risque pour les *start-up* spécialisées dans les « *cleantech* » lancé en mai 2012 avec le soutien d'Allianz et en partenariat avec Idivest Partners. Le fonds Electranova Capital, doté d'une capacité d'investissement minimum de 60 milliards d'euros, a vocation à favoriser l'émergence de projets innovants dans les nouvelles technologies afin de relever le défi d'un modèle énergétique bas carbone. Electranova Capital a réalisé en 2012 ses deux premiers investissements.

## 6.6.2.2 Sûreté des équipements industriels et sécurité des salariés et des tiers

### 6.6.2.2.1 La sûreté 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.

En 2012, EDF a publié ses dispositions et engagements en matière de sûreté nucléaire dans un document unique qui formalise la politique de sûreté nucléaire du Groupe. Elle a été intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires.

### Dispositifs de contrôle et de surveillance

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) qu'externes (*peer review* entre les entreprises membres de l'association WANO<sup>2</sup> et audits OSART<sup>3</sup> conduits par les experts de l'AIEA<sup>4</sup>) (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

1. Événement significatif majeur pour l'environnement : accident ou incident ayant des conséquences graves pour l'environnement (impact sur la santé humaine, la biodiversité, les ressources naturelles) ou des conséquences pour le Groupe : pénales, financières (réparation des dommages, règlement des contentieux) ou de réputation.  
2. World Association of Nuclear Operators, Association des exploitants nucléaires mondiaux.  
3. Operational Safety Review Team.  
4. Agence internationale de l'énergie atomique.

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de sûreté nucléaire (« ASN »). Les événements sont classés sur une échelle à 7 niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES — *International Nuclear Event Scale*). Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés « d'écarts » ou encore nommés « événements de niveau 0 » (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

La création d'un dispositif supplémentaire de gestion de crise, la Force d'Action Rapide du Nucléaire (« FARN ») a également été retenue par l'ASN, à la suite des évaluations complémentaires de sûreté (« ECS ») réalisées par EDF.

En 2012, quatre bases opérationnelles ont été déployées (bases régionales de Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey) et des exercices de simulation ont été réalisés (réalimentation en eau, air et électricité).

Dans l'objectif de maintien d'un parc nucléaire performant et sûr, au-delà des 40 ans de fonctionnement, EDF met en œuvre le programme « Grand carénage » (rénovation en profondeur des installations nucléaires par le remplacement de gros composants). Ce programme vise notamment à améliorer les performances de sûreté nécessaires à l'obtention, par l'ASN et par l'État, des autorisations de poursuite de l'exploitation.

Au Royaume-Uni, l'*Office for Civil Nuclear Security* (« OCNS », Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Il veille au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives.

Aux États-Unis, la *Nuclear Regulatory Commission* (« NRC ») contrôle la qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire. De plus, l'*Institute of Nuclear Power Operations* (« INPO »), qui réunit tous les exploitants nucléaires américains, réalise des évaluations et des analyses, avec pour objectif l'excellence dans l'exploitation.

## Résultats 2012

Aucun incident lourd de sûreté ou rejet supérieur à la limite réglementaire n'est à déplorer en 2012.

Dans le parc français, le nombre d'événements significatifs de sûreté (« ESS ») déclarés en 2012 à l'ASN (11,9 par réacteur) est en augmentation sensible (+ 16 %) par rapport à 2011, ainsi que le nombre d'événements classés au niveau 1 de l'échelle internationale INES (1,55 par réacteur). Si le niveau de transparence d'EDF doit être considéré comme bon, cette évolution, principalement due à une augmentation des événements affectant l'ensemble des activités de maintenance (+ 40 %), appelle une analyse approfondie et des actions correctives immédiates. Il faut également retenir la déclaration d'un ESS de niveau 2 sur l'échelle INES, sans conséquence immédiate pour la sûreté, après la découverte, début 2012, de non-conformités affectant, depuis l'origine, les dispositifs « casse-siphon » de certaines piscines de stockage du combustible. Encourageant, le nombre d'arrêts automatiques réacteurs (AAR) atteint un niveau comparable (0,55) à celui de 2011, meilleure performance de l'histoire du parc ; confirmant les progrès des années antérieures et l'atteinte des meilleurs standards internationaux. En 2012, 36 réacteurs n'ont pas connu d'AAR sur l'ensemble de l'année. La confirmation en 2012 du bon niveau atteint dans le domaine incendie (lutte, organisation, formation) est également à souligner, avec peu de dépôts de feu et aucun événement majeur sur ce plan.

Pour EDF Energy, le nombre d'ESS déclarés en 2012 baisse légèrement (4,6 par réacteur, contre 4,7 en 2011), avec des pratiques de déclaration différentes au Royaume-Uni et en France, compte tenu des exigences des autorités de sûreté respectives. Plus comparable, le nombre d'événements classés sur l'échelle INES, tous limités au niveau 1, est inférieur à celui de 2011 et du parc France (0,80 par réacteur).

Aux États-Unis, le nombre d'ESS déclarés en 2012 par CENG reste stable (près de 11 par tranche), avec des pratiques de déclaration différentes dans ce pays, l'INPO assurant le classement et l'analyse. Le nombre d'événements classés sur l'échelle INES, tous limités au niveau 1 en 2012, est en légère hausse (0,8 par réacteur, contre 0,6 en 2011).

Les résultats détaillés 2012 sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur de la sûreté nucléaire et disponible sur le site internet du rapport de développement durable (<http://rapport-dd.edf.com>, parution avril 2013).

### 6.6.2.2 La sûreté hydraulique

EDF exploite en France 435 centrales hydrauliques et gère les retenues de 239 grands barrages. Le parc hydraulique français affiche 69 ans d'âge moyen. La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation.

En 2012, la sûreté hydraulique du parc d'EDF s'est maintenue à un niveau satisfaisant, malgré trois événements EISH (événement important pour la sûreté hydraulique) classés « orange », survenus sur une unité de production et ayant abouti à la rupture de conduite forcée ou de bêche de turbine, qui rappellent la nécessité de maintenir l'effort à tous les niveaux :

- bonne détection des événements significatifs sans caractère de gravité (ESSH 0) par les équipes de terrain (2 950 détectés en 2012, 2 472 en 2011) ;
- maintien des événements ayant eu des conséquences externes (ESSH  $\geq$  1) à un niveau similaire aux années précédentes (39 en 2012, 32 en 2010, 34 en 2009, après un passage à 22 en 2011, année de faible hydraulicité) ;
- réduction continue du nombre de sites, à l'aval des ouvrages, présentant un risque de criticité élevée par rapport aux variations de débit, qui passe de 114 en 2005 à 16 en 2012 (19 en 2011).

Enjeu majeur de la sûreté hydraulique, la maîtrise des risques liés au vieillissement des installations a été renforcée et la politique de maintenance à long terme a été actualisée en 2012.

Le programme de rénovation du patrimoine hydraulique « SuPerHydro » (sûreté et performance du parc) a été réalisé à 73 %. Avec près de 888 millions d'euros consacrés à la sûreté de 2007 à 2017, ce programme comporte 446 opérations, dont 367 concernent directement la sûreté. Fin 2012, 269 opérations de sûreté étaient réalisées.

Le programme récurrent de maintenance IPHE-S (ingénierie du parc hydraulique en exploitation – volet sûreté) le complète sur le long terme. Dans ce cadre, des mesures d'actions immédiates de maintenance (dispositifs et moyens particuliers – « DMP ») ont été prises pour s'assurer que les marges de sûreté sont bien identifiées et les parades actives. À fin 2012, 664 DMP sont effectifs et suivis sur les 5 familles d'ouvrages prioritaires : galeries, canaux, barrages, conduites forcées et vannes.

Ces deux programmes sont renforcés par le projet « RenouvEau », dont l'objectif est d'améliorer tant la sûreté que la performance et la compétitivité du parc hydraulique. Les solutions développées visent à produire plus d'électricité hydraulique au meilleur moment, diminuer les indisponibilités du parc, augmenter sa rentabilité, tout en garantissant la sûreté et la sécurité au travail. Il sera déployé en 2013, après une phase de tests l'an passé sur des sites pilotes.

Face à l'obligation réglementaire demandée au propriétaire ou concessionnaire d'un barrage de réaliser des revues de sûreté (« RS ») et des études de danger (« EDD »), EDF a prévu d'élaborer 242 EDD d'ici 2014 et 152 RS d'ici 2017. Fin 2012, 67 RS et 175 EDD ont été réalisées, ainsi que le prévoit le décret du 11 décembre 2007, dont l'ensemble des EDD des ouvrages de classe A (barrages dont la hauteur est supérieure ou égale à 20 mètres, soit 149 ouvrages pour le parc d'EDF).

Pour en savoir plus, consultez le rapport 2012 de l'inspecteur sûreté hydraulique, disponible sur le site internet du rapport de développement durable (<http://rapport-dd.edf.com>, parution avril 2013).

### 6.6.2.3 Politique et gestion des déchets

#### 6.6.2.3.1 Les déchets nucléaires

En France, les déchets radioactifs sont classés selon leur activité et leur durée de vie, selon la classification de l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs). Ces déchets sont inventoriés et localisés ; les données sont publiques et actualisées régulièrement par l'ANDRA.

Résultats pour EDF en France	Unité	2012	2011	2010
Déchets radioactifs de très faible activité issus de la déconstruction (« TFA »)	t	2 528	634	1 369
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte (« F&MA »)	m <sup>3</sup> /TWh	20,7	15,6	12,4
Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue (« H&MA »)	m <sup>3</sup> /TWh	0,88	0,87	0,88
Combustible nucléaire usé évacué	t	1 075	1 199	1 140

EDF met en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire. L'objectif est d'accroître le rendement énergétique du combustible par augmentation du taux de combustion et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales nucléaires tout en permettant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande.

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État Français, en matière de cycle du combustible, est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Depuis 2010, les capacités de recyclage actuelles conduisent à traiter près de 1 050 tonnes de combustible usé par an sur environ 1 200 tonnes de combustibles consommées par an.

Par ailleurs, les programmes de recherche d'EDF sur les déchets nucléaires recouvrent :

- la caractérisation des déchets nucléaires, de leur traitement éventuel, de leur conditionnement en colis, puis de leur comportement à long terme en situation de stockage ;
- le comportement thermo-hydro-mécanique et chimique du stockage géologique de déchets de moyenne et haute activité à vie longue, ainsi que la sûreté à long terme de cet ouvrage ;
- le développement d'une vision de long terme, en lien avec les perspectives de développement des réacteurs de quatrième génération.

En 2012, la R&D d'EDF, en lien avec d'autres acteurs du nucléaire européens, est à l'initiative de NUGENIA, association internationale à but non lucratif dont l'objectif est de devenir le cadre unique de coopération en R&D en Europe pour les systèmes nucléaires de deuxième et troisième générations. L'association regroupe 60 membres de 18 pays. EDF assure la présidence de cette association qui facilitera la création de synergies et de projets communs entre membres, avec des programmes nationaux de R&D dans les domaines suivants : sûreté et analyse de risques ; accidents graves, cœur et performance des réacteurs ; intégrité et vieillissement des composants ; combustibles, déchets et démantèlement, « Design Generation III innovateur », avec également des enjeux transverses en matière d'harmonisation de pratiques

Les déchets radioactifs sont gérés selon quatre principes industriels : limiter les quantités, trier par nature de déchets, conditionner sous forme stable, isoler de l'homme et de l'environnement. Les déchets radioactifs sont produits en quantités limitées : 1 MWh d'électricité nucléaire (l'équivalent de la consommation mensuelle de 2 ménages) génère de l'ordre de 11 g de déchets radioactifs, dont 90 % de déchets à vie courte.

(principalement dans le domaine de la sûreté) et de contrôles et évaluations non destructifs.

Les coûts d'évacuation et de stockage des déchets issus de la déconstruction des centrales sont provisionnés, les charges relatives aux déchets d'exploitation étant traitées en charges annuelles.

Les provisions d'EDF au 31 décembre 2012 sont établies conformément aux prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application parus en 2007.

Au 31 décembre 2012, les provisions pour déconstruction et derniers cœurs s'élèvent à 20 979 millions d'euros et celles pour aval du cycle nucléaire à 19 525 millions d'euros. Le prix du kilowattheure intègre donc toutes les charges liées à cette responsabilité : le coût de gestion des déchets à vie longue ainsi que celui de la déconstruction des centrales et le conditionnement actuel des déchets.

La R&D et l'ANDRA poursuivent leur collaboration sur le comportement des colis de déchets en situation de stockage géologique et sur les modèles de simulation du comportement des roches hôte, l'argilite notamment.

Du fait de son parc nucléaire britannique majoritairement de technologie graphite-gaz (RAG, réacteur avancé refroidi au gaz), EDF participe au projet européen Carbowaste sur la gestion du graphite issu de la déconstruction, aux côtés d'organismes de recherche allemands (FZJ), le CEA, l'université de Manchester et l'ANDRA. Ce projet démarre en 2013 pour une durée de quatre ans.

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en catégories haute, moyenne ou faible activité (respectivement « DHA », « DMA » et « DFA ») et traités de manière différenciée. Les déchets de moyenne activité sont stockés sur le site des centrales dans des installations dédiées, et inspectés conformément aux exigences de sûreté.

Les déchets de faible activité sont stockés sur le site des centrales jusqu'à la préparation de leur expédition (pour traitement et élimination). Ils font l'objet de surveillance et d'inspections régulières.

Résultats pour EDF Energy	Unité	2012	2011	2010
Uranium évacué	t	216	211	131
Déchets radioactifs à faible activité évacués	m <sup>3</sup>	698	608	498
Déchets radioactifs à moyenne activité générés	m <sup>3</sup>	161	161	162

Aux États-Unis, le gouvernement fédéral ayant interdit le retraitement du combustible nucléaire usé, le *Nuclear Waste Policy Act* (NWPA), institué en 1982, a imposé à CENG de construire, par l'intermédiaire du Département

de l'énergie (« DoE »), un stockage définitif pour le combustible usé et les déchets hautement radioactifs.

#### Résultats pour Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

	Unité	2012	2011	2010
Combustible nucléaire livré	t	46	48	34
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité évacués	m <sup>3</sup>	2 419	1 287	735

#### 6.6.2.3.2 Gestion des effluents radioactifs

En France, la gestion des effluents radioactifs gazeux et liquides des centrales nucléaires obéit à une réglementation stricte et à la volonté forte de l'entreprise de limiter les impacts environnementaux et sanitaires de ses installations réaffirmée dans la politique environnementale du Groupe. La performance des centrales en termes de rejets radioactifs dépend tout autant de l'efficacité des systèmes de traitement des effluents que des pratiques d'exploitation.

Les actions engagées en termes de conception et d'exploitation font que les rejets radionucléides sous forme liquide par les CNPE (hors tritium et carbone 14) ont atteint un niveau « plancher » très bas depuis plusieurs années, après une diminution d'un facteur 100 en 15 ans. Ce résultat est le fruit des efforts accomplis sur la collecte, le tri et l'orientation des effluents à la source, l'augmentation des traitements par évaporation, la mise en œuvre de procédés de déminéralisation et l'optimisation du recyclage des effluents. Cette diminution des rejets ne s'est pas accompagnée d'un transfert vers les déchets puisque ces derniers ont également diminué sur la même période.

Il en est de même pour les rejets de tritium, carbone 14 et autres substances chimiques.

De plus, des mesures réalisées dans l'environnement par l'exploitant permettent de vérifier l'absence d'impact du fonctionnement des installations.

Enfin, des campagnes de prélèvements et de mesures, effectuées par des laboratoires extérieurs et des universités au titre du suivi radioécologique et hydrobiologique, viennent confirmer l'absence d'impact sur le long terme.

Au Royaume-Uni, les effluents radioactifs restent stables et dans les limites réglementaires en vigueur.

Le résultat des émissions atmosphériques et des rejets radioactif est publié pour EDF, EDF Energy et CENG, dans la synthèse des indicateurs environnementaux en Annexe E du présent document.

#### 6.6.2.3.3 Les déchets industriels

Dans sa politique de développement durable, le groupe EDF rappelle qu'il agit de façon volontariste pour limiter les impacts environnementaux de ses installations et activités. Appuyée sur le système de management environnemental certifié ISO 14001, la gestion des déchets conventionnels privilégie leur réduction à la source, leur tri, leur valorisation et le recours en amont aux produits éco-conçus et aux éco-produits. Une démarche de progrès permanent fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit.

#### Résultat du groupe EDF (en tonnes)

	2012	2011
Volume des déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	253 412	251 908

En France, des schémas d'organisation de la gestion des déchets (« SOGED ») sont désormais mis en place préalablement à tout chantier important de construction, de déconstruction ou de maintenance et associés à un retour d'expérience annuel piloté par les directions métiers. Sur 16 grands chantiers du parc nucléaire identifiés en 2012, 10 ont déjà fait l'objet d'un tel schéma, et 100 % des chantiers de l'activité ingénierie nucléaire les ont mis en place.

Revisitée en mars 2012, la politique développement durable d'EDF a renforcé l'objectif de valorisation de l'ensemble des déchets valorisables, le portant de 75 % en 2011 à 85 % en 2012.

Pour les années 2009, 2010, 2011 et 2012, le taux de valorisation de l'ensemble des déchets conventionnels issus de la production et de l'ingénierie (hors cendres volantes de charbon et gypse, intégralement valorisées) s'élève respectivement à 73,6 %, 79,6 %, 85,1 % et 86,8 %.

Dans les territoires d'outre-mer, où l'isolement et l'absence de filières locales constituent des freins au recyclage et à la valorisation de certains déchets, le taux de valorisation atteint les 84,5 %. Pour Saint-Pierre-et-Miquelon, 2012 a vu l'aboutissement de la mise en place d'une filière d'élimination des déchets (contrat Veolia Canada).

Le Groupe d'animation et de gestion des déchets, rattaché au SME et associant ERDF, a organisé une deuxième journée intermétiers sur la prévention et l'optimisation des déchets industriels, assortie au préalable d'un concours visant à encourager initiatives de terrain, partage de bonnes pratiques et synergies entre les métiers et les achats. Parmi les réalisations phares de 2012, le système de centrifugeuse associé à un bac tampon pour purger les réservoirs de fuel mis en place à la centrale thermique

de Dirinon (permet de réduire les pertes de fuel sans plus avoir d'eaux hydrocarbonées à traiter et évacuer) sera notamment étudié en vue d'un potentiel déploiement industriel.

Au niveau international, EDF Energy a pris cette année l'engagement de réduire ses déchets de 30 % et de ne plus envoyer aucun déchet de bureau en décharge d'ici 2020. Le travail d'identification de solutions alternatives est lancé. Les « plans déchets », élaborés au niveau des sites industriels, ont permis de limiter le taux de déchets envoyés mensuellement dans les sites d'enfouissements (inférieur à 10 %).

En Pologne, EDF Wybrzeze a mis en service des silos à cendres, permettant la vente de ses cendres volantes et de limiter le transport en décharge.

#### 6.6.2.4 Gestion durable des ressources

Le Groupe dispose de plusieurs leviers pour réduire sa consommation des ressources naturelles :

- l'augmentation du rendement des installations et la limitation des pertes lors de la production, du transport et de la distribution, grâce à des technologies plus performantes, par exemple :
  - le remplacement des anciennes centrales thermiques au charbon par des centrales de dernière génération charbon (supercritiques) ou par des cycles combinés gaz,
  - le développement de la production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération) ;

- l'utilisation de combustibles fossiles (charbon, fioul, gaz) et fissiles (uranium) plus performants ;
- l'augmentation du rendement de l'uranium par le recyclage (du plutonium à travers le combustible MOX) ou la surgénération (capacité de certains réacteurs nucléaires à produire plus de matières fissiles qu'ils n'en consomment) ;
- le développement des énergies renouvelables comme l'hydraulique, les stations de pompage (« STEP »), l'éolien terrestre et *off-shore*, l'énergie solaire et plus particulièrement photovoltaïque, la biomasse, et les énergies marines (hydrolienne et marémotrice) (voir section 6.6.2.4.1 (« Développement des énergies renouvelables »)).

Par ailleurs, toutes les actions en faveur de la maîtrise de l'énergie étant également source de préservation des ressources, EDF développe et commercialise, pour ses clients, des offres intégrant l'efficacité énergétique des équipements, l'utilisation des énergies renouvelables dans les bâtiments et l'encouragement à des comportements sobres en énergie.

Elles s'organisent à partir :

- d'offres de service de maîtrise de l'énergie (« MDE ») : isolation, rénovation des bâtiments, conseils et diagnostics thermiques ;
- du développement et d'une intégration forte des énergies nouvelles réparties aux bâtiments pour la production de chaleur (pompe à chaleur, chauffe-eau solaire, poêle et insert bois) ;
- de la gestion de la courbe de charge pour diminuer ou reporter les consommations de pointe émettrices de CO<sub>2</sub> ;
- de l'utilisation de compteurs communicants pour optimiser les réseaux et réaliser des services de télémesure et de téléactions permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre ;
- des choix offerts aux clients de consommer de l'énergie dite « verte », non émettrice de CO<sub>2</sub>, ou des offres en partie compensées « carbone ».

#### 6.6.2.4.1 Développement des énergies renouvelables

Dans un contexte où le développement des énergies renouvelables dépend en grande partie des politiques nationales et internationales de soutien à ces sources d'énergies (obligations d'achat ou quotas obligatoires, tarifs de rachat de l'électricité plus ou moins favorables, mesures fiscales incitatives, systèmes de certificats verts...), le groupe EDF poursuit d'importants investissements,

prioritairement dans l'hydraulique, l'éolien et le solaire, en s'appuyant sur EDF Énergies Nouvelles et sur ses grandes sociétés européennes, dont EDF Energy et Edison. En 2012, cette dernière a notamment consacré 50 % de ses investissements liés à la production d'électricité au développement de nouveaux parcs éoliens terrestres. En Belgique, EDF Luminus s'est fixé l'objectif de doubler sa capacité installée en éolien terrestre d'ici la fin de 2014 et d'atteindre 10 % d'énergies renouvelables dans son mix énergétique d'ici 2020.

Pour EDF Énergies Nouvelles, l'année 2012 a été marquée par cinq événements majeurs :

- en France, le succès dans l'éolien *off-shore*, avec trois des quatre projets attribués par le gouvernement français au consortium mené par l'entreprise, dans le cadre du premier appel d'offres éolien en mer lancé en 2011. Ces trois projets totaliseront jusqu'à 1,5 GW de nouvelles capacités et s'accompagnent d'un plan industriel ambitieux représentant la création de plus de 7 000 emplois directs et indirects ;
- l'expansion de ses activités dans trois nouveaux pays, l'Afrique du Sud, le Maroc et la Pologne. En Afrique du Sud, EDF Énergies Nouvelles et ses partenaires locaux ont remporté un appel d'offres portant sur trois projets éoliens (104 MW au total) dans la région du Cap, qui démarreront en 2013 pour une mise en service l'année suivante. Au Maroc, le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co a été retenu par l'Office national d'électricité du pays pour développer et réaliser le projet éolien de Taza (150 MW) près de la ville de Fès. En décembre, ce même consortium a été préqualifié pour participer au second appel d'offres éolien marocain qui porte sur 85 MW. En Pologne, a eu lieu l'acquisition de la société de développement Starke Wind et celle du projet éolien Linowo (septembre 2012) ;
- le démarrage d'un programme éolien de plus de 1 GW au Canada, avec la mise en service du parc de Saint-Robert Bellarmin en octobre. Le programme compte six autres projets échelonnés jusqu'en 2015 ;
- la mise en service, en France, de trois grands projets solaires d'une puissance installée totale de 231 MWc ;
- le rachat, en décembre et dans le cadre d'un consortium international, de 32 parcs éoliens français en exploitation à Iberdrola, totalisant une puissance installée de 321 MW, soit près de 5 % du parc éolien raccordé en France.

## Les principaux développements en 2012

Hydraulique	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Mise en eau du barrage de Rizzanese (55 MW) en Corse, pour une mise en service en 2013.</li> <li>■ Préparation du projet d'aménagement hydroélectrique de Romanche Gavet (93 MW) en Isère.</li> <li>■ Augmentation de puissance des barrages de Serre-Ponçon (+ 55 MW) et de La Bathie (+ 45 MW) en France.</li> </ul>
Éolien terrestre	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Mise en service aux États-Unis de trois grands parcs éoliens : Shiloh 3 (102,5 MW) et Pacific Wind (140 MW) en Californie, Spearville 3 (100,8 MW) au Kansas, par EDF Énergies Nouvelles.</li> <li>■ Mise en service du premier parc éolien canadien d'EDF Énergies Nouvelles (80 MW).</li> <li>■ Mise en service du parc Linowo (48 MW) en Pologne par EDF Énergies Nouvelles.</li> <li>■ Mise en exploitation du parc éolien de Green Rigg en Grande-Bretagne par EDF Energy Renewables (36 MW).</li> <li>■ Acquisition par EDF Luminus du parc éolien de Ciney (10 MW) en Belgique.</li> </ul>
Éolien en mer	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Tests en condition réelle du démonstrateur hydrolien au large de Paimpol-Bréhat (octobre 2011 - janvier 2012) ; après ajustements techniques, une seconde immersion teste et valide les évolutions apportées.</li> </ul>
Solaire	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Mise en service par EDF Énergies Nouvelles de trois grandes centrales photovoltaïques en France : Toul-Rosières (115 MWc) en Meurthe-et-Moselle, Crucey (60 MWc) en Eure-et-Loir, de et Massangis (56 MWc) dans l'Yonne.</li> </ul>



## Les capacités en cours de constructions

Éolien terrestre	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fermes éoliennes de Fallago Rig (144 MW), Boundary Lane (6 MW), Glassmoor et extension de Glass Moor (12 MW) en Grande-Bretagne par EDF Renewables Energy.</li> <li>Parc Massif du Sud (150 MW) et Lac Alfred (300 MW) au Canada, par EDF Énergies Nouvelles.</li> </ul>
Éolien en mer	<ul style="list-style-type: none"> <li>Parc éolien offshore de Teesside (62 MW) d'EDF Energy Renewables, pour une mise en service prévue en 2013.</li> </ul>
Solaire	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lancement de la construction de Catalina (140 MW) en Californie (États-Unis) par EDF Énergies Nouvelles.</li> </ul>

## Les autres développements

Éolien en mer	<ul style="list-style-type: none"> <li>Création en avril 2012 d'une joint-venture 50/50 entre EDF Energy et Eneco Wind UK Limited, portant sur des droits exclusifs de développement de la phase 3 du projet éolien offshore de Navitus Bay, à l'ouest de l'île de Wight. Ce développement pourrait fournir entre 900 MW et 1 200 MW de capacité éolienne. Le permis de construire est attendu pour 2015, et la première phase de construction prévue pour 2017.</li> <li>Mise en phase opérationnelle du projet d'hydroliennes fluviales en Guyane par EDF Systèmes Énergétiques Insulaires.</li> </ul>
Énergies des mers	<ul style="list-style-type: none"> <li>Avancement des projets de STEP marines (station de transfert d'énergie par pompage d'eau de mer permettant de stocker l'énergie) à la Guadeloupe et à la Réunion, par EDF Systèmes Énergétiques Insulaires.</li> <li>Deux projets pilotes menés par EDF Énergies Nouvelles :           <ul style="list-style-type: none"> <li>Houles Australes, mené au large de l'île de La Réunion, qui expérimente un système de convertisseur des vagues en énergie ; une nouvelle étape a été franchie en 2012, avec les travaux de mise à l'eau du prototype à taille réelle ;</li> <li>VertiMed, projet d'éolien flottant, associant l'industriel Technip et la <i>start-up</i> Nénuphar pour fabriquer une turbine novatrice : pales tournant sur un axe vertical et système de flottaison permettant de s'affranchir de la profondeur des fonds marins. Un site pilote sera développé au large de Marseille.</li> </ul> </li> </ul>
Solaire	<ul style="list-style-type: none"> <li>Poursuite du programme pilote Millener dans les départements et collectivités d'outre-mer. Commencé en 2011, il prévoit d'équiper des logements de microcentrales solaires couplés à des stockages d'énergie individuels et à un système de gestion informatisée des consommations d'électricité.</li> </ul>
Géothermie	<ul style="list-style-type: none"> <li>Projet d'EDF Systèmes Énergétiques Insulaires de géothermie à la Dominique permettant également d'alimenter la Guadeloupe et la Martinique.</li> </ul>

### 6.6.2.4.2 Gestion de la ressource en eau

Le groupe EDF a intégré le risque eau dans sa politique de gestion des risques, au regard de l'importance de la ressource en eau nécessaire dans ses activités de production d'électricité et de chaleur (refroidissement des centrales thermiques et production hydroélectrique). Chaque décision d'investissement fait donc l'objet d'une analyse de risques détaillée ainsi que d'études d'impacts. En France, un comité stratégique du domaine eau a établi une politique de l'eau et assure sa mise en œuvre. Cette politique répond à quatre enjeux principaux : « préparer demain » (EDF doit répondre aux attentes de la société dans un contexte de partage plus complexe de la ressource en eau) ; répondre aux évolutions réglementaires et sociétales ; contribuer à la gestion multi-usage de l'eau et au développement économique local, optimiser la gestion opérationnelle de l'eau pour le producteur d'énergie.

En 2012, comme en 2011, année de sécheresse et de déficit hydraulique en France, EDF a géré ses réservoirs pour à la fois préserver la production

d'électricité, soutenir le débit d'eau pour les centrales thermiques et nucléaires et partager la ressource eau avec les usagers locaux (agriculteurs, autres industriels, pêcheurs, développeurs du tourisme vert), y compris dans le sud-ouest de la France, où les conditions d'hydrologies et l'état de remplissage des réservoirs étaient le plus sensibles.

EDF et les sociétés du Groupe cherchent à optimiser l'utilisation de l'eau des installations industrielles, notamment thermiques. En Italie, un système de récupération des eaux de pluie a été installé sur la centrale de Torviscosa, pour renvoi dans le processus opérationnel. De même, dans la centrale de Marghera Levante, les eaux rejetées sont envoyées dans un centre de traitement et ainsi permettre leur utilisation dans d'autres procédés industriels.

En Pologne, la modernisation de la station de déminéralisation et décarburation de l'eau a été finalisée en 2012, permettant de minimiser la consommation d'eau.

Données Groupe, en milliards de m<sup>3</sup>

	2012	2011	2010
Eau de refroidissement prélevée	54,8	55,2	53,9
dont la part eau douce (incluant les eaux saumâtres)	28,0	26,8	NC
Eau de refroidissement restituée	54,2	54,6	53,3
dont la part eau douce (incluant les eaux saumâtres)	27,5	26,3	NC

Près de 99 % des volumes d'eau prélevés sont restitués au milieu naturel, dans les conditions de qualité et de température conforme à la réglementation locale.

EDF est de plus en plus présent sur la scène internationale, que ce soit dans le groupe Eau du *World Business Council for Sustainable Development* (EDF a rejoint le *Water Leader Group* en 2010) ou dans le Forum mondial de l'eau (« FME »).

À l'occasion du sixième FME, qui s'est déroulé à Marseille en mars 2012, EDF s'est engagé à investir les moyens nécessaires au développement, avec la communauté scientifique, des méthodes et outils pour évaluer l'empreinte eau de ses activités de production d'électricité, au sein des territoires qui accueillent ses installations, afin d'approfondir sa connaissance des synergies d'actions entre eau et électricité.

Le groupe EDF s'est engagé à :

- maîtriser l'empreinte eau de ses activités de production d'électricité, et plus particulièrement à :
  - poursuivre l'amélioration des performances en termes de prélèvements et de consommation d'eau des centrales,
  - rechercher la meilleure efficacité possible de l'utilisation de l'eau à l'échelle des territoires et des bassins hydrographiques ;
- créer de la valeur localement et à intégrer dès la conception la minimisation de son empreinte eau lorsqu'il développe un projet de production d'électricité dans un territoire, en cohérence avec ses engagements RSE. En particulier, le groupe EDF s'est engagé à s'appuyer sur le *sustainability protocol* de l'IHA (*International Hydropower Association*) pour ses projets hydroélectriques ;
- poursuivre dans la durée le travail engagé dans le cadre de la préparation de ce sixième Forum, sur les liens entre eau, énergie et alimentation, en particulier avec le CGIAR (*Consultative Group on International Agricultural Research*), et l'IHA. L'organisation Wetlands International<sup>1</sup> a décidé de rejoindre ce dernier engagement en poursuivant les travaux sur les interactions eau, alimentation, énergie.

#### 6.6.2.4.3 Gestion des sols

Les activités industrielles du Groupe peuvent entraîner une pollution des sols. Sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe, un plan d'actions est en place.

Il se compose des étapes suivantes :

- le recensement des sites fonciers (achevé pour EDF) ;
- l'identification de ceux qui sont potentiellement pollués ;
- l'analyse des sols sur les sites potentiellement pollués (en priorité les zones sensibles) ;
- leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution et élaborer un plan de gestion ; et enfin
- l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires.

#### Pyralène

La directive européenne n° 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT<sup>2</sup> ainsi qu'un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs.

La décontamination des appareils pollués à plus de 500 ppm a été achevée en conformité avec l'échéance réglementaire du 31 décembre 2010 (70 000 transformateurs ont été éliminés entre 2006 et 2010). Depuis, ERDF s'est engagé dans la dépollution des transformateurs pollués à moins de 500 ppm, en anticipation de la réglementation. 10 000 transformateurs ont ainsi été éliminés en 2012.

#### Produits phytosanitaires

La Direction Immobilier Groupe a lancé un inventaire des consommations des produits phytosanitaires en 2010 sur l'ensemble des sites immobiliers qu'elle gère en France. La démarche a porté ses fruits : en 2012, une réduction de 21 % par rapport aux consommations de 2009 a été effectuée.

### 6.6.2.5 Changement climatique

Grâce à son parc de production constitué d'une part importante de nucléaire et d'énergies renouvelables (dont l'hydraulique) faiblement émetteurs de CO<sub>2</sub>/kWh, 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 en 2020, comparées à celles de 1990, dans le respect de la diversité des situations énergétiques locales.

Pour lutter contre le changement climatique, le Groupe investit dans des moyens de production à faible ou sans émissions de CO<sub>2</sub>, dont les énergies renouvelables et le nucléaire, et vise en matière de production à l'horizon 2020 une capacité installée de 160 GW (capacité installée nette), à 75 % non émettrice de CO<sub>2</sub>.

En parallèle, la stratégie du Groupe consiste à aider ses clients à réduire leurs propres émissions de CO<sub>2</sub> par la création et la promotion d'offres commerciales éco-efficaces et de conseils pour une utilisation rationnelle de l'énergie.

#### 6.6.2.5.1 Réduire les émissions de CO<sub>2</sub> des outils industriels et tout particulièrement de la production

En 2012, le Groupe a émis 79 803 milliers de tonnes de CO<sub>2</sub> à l'échelle mondiale. En France, EDF a émis 16 409 milliers de tonnes de CO<sub>2</sub>, même si près de 96 % de la production électrique est sans émission de CO<sub>2</sub>, portant le taux d'émissions spécifiques à 35,2 g de CO<sub>2</sub>/kWh.

## Émissions de CO<sub>2</sub> dues à la production d'électricité et de chaleur

(en g/kWh)	2012	2011	2010
Groupe EDF	117,0	99,6	108,9
EDF	35,2	30,4	40,1

1. Wetlands International : organisation mondiale à but non lucratif vouée à la conservation et la restauration des zones humides.

2. PCB : Polychlorobiphényles ; PCT : Polychloroterphényles.

EDF dispose de plusieurs leviers afin de réduire et maintenir à un des plus bas niveaux européens ses émissions de gaz à effet de serre :

- à court terme, par l'optimisation du parc de production actuel, en améliorant la performance d'exploitation ;
- à plus long terme, en adaptant l'outil de production : renouvellement des centrales (« TAC » et « CCG »), préservation du potentiel hydraulique, développement des énergies renouvelables et déclassement des moyens les plus polluants.

### Le thermique à flamme (« THF »)

Les performances environnementales des centrales THF ont été sans cesse améliorées pour répondre au renforcement progressif des exigences réglementaires. Les programmes d'investissement intègrent à la fois les exigences d'amélioration de la qualité de l'air et de réduction des émissions atmosphériques, les réglementations relatives aux gaz à effet de serre, tout en prenant en compte la sécurité d'approvisionnement et les coûts des combustibles fossiles.

Depuis la mise en service des systèmes de réduction des oxydes d'azote (« DeNO<sub>x</sub>») en 2007 et 2008, les rejets atmosphériques ont considérablement diminué.

En France le Groupe poursuit ses projets de réduction des rejets atmosphériques, dits « Bas-NO<sub>x</sub> », notamment sur les tranches 3 des centrales de Porcheville et de Cordemais. 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). EDF poursuit avec la R&D des études sur la réduction des émissions de NO<sub>x</sub> avec le projet SPERONE Q600 (études de configuration Bas-NO<sub>x</sub> pour optimiser le fonctionnement des chaudières).

En Italie, le parc thermique d'Edison est entièrement constitué de centrales à cycle combiné gaz à haut rendement et à faibles émissions de CO<sub>2</sub>.

En Pologne, les centrales thermiques sont particulièrement confrontées aux rejets de polluants dans l'air. La majorité des chaudières d'EDF Polska sont désormais équipées de brûleurs à faibles émissions de NO<sub>x</sub>. En préparation de l'application au 1<sup>er</sup> janvier 2016 de la directive européenne sur les émissions industrielles qui limitera les rejets de SO<sub>x</sub> et de NO<sub>x</sub> à 200 mg/Nm<sup>3</sup>, EDF Polska a lancé fin 2011 un appel d'offres pour équiper les unités de cogénération d'EC Krakow, Kogeneracja et EC Wybrzeze de systèmes de désulfuration.

Le Groupe poursuit ces projets de rénovation et de modernisation. En France, au cours des années 2011 et 2012, le Groupe a mis en service deux cycles combinés gaz (« CCG »), sur le site de Blénod (430 MW) et celui de Martigues (465 MW). Le programme se poursuit avec la mise en service en 2013 du deuxième CCG de Martigues de même puissance et le début des travaux de terrassement du CCG de Bouchain (250 MW). En effet, EDF a conclu fin 2011 un partenariat avec General Electric pour codévelopper, sur le site de Bouchain dans le Nord, un cycle combiné gaz de nouvelle génération équipé de la technologie « FlexEfficiency50 », bénéficiant des meilleurs performances techniques (rendement porté à 61 %, plus 3 à 4 % par rapport à un CCG classique) et environnementales (réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de 10 %). À ce stade du projet, la mise en service est prévue pour fin 2015.

Ces trois CCG remplaceront, à partir de 2013, neuf centrales à charbon de 250 MW et une unité de 600 MW. Ils supprimeront les rejets de SO<sub>2</sub> et réduiront de moitié les émissions de CO<sub>2</sub> et des deux tiers celles de NO<sub>x</sub>.

Au Royaume-Uni, la construction du nouveau cycle combiné gaz de West Burton (3 tranches pour une puissance de 1 300 MW) a été finalisée comme prévu en 2012. La première unité a été mise en service en 2012 pour une production commerciale début janvier 2013, les deux autres unités se succéderont début 2013. Avec 1,5 million de clients desservis annuellement pendant 25 ans (durée de vie prévisionnelle), cette centrale contribuera à la réalisation de l'objectif à 2020 d'EDF Energy de réduire de 60 % leurs émissions spécifiques de CO<sub>2</sub>.

Enfin, concernant la technologie CCS (*Carbon Dioxide Capture and Storage*, captage et stockage du dioxyde de carbone), le groupe EDF participe avec

des partenaires industriels internes et externes à des projets de captage en postcombustion et oxy-combustion, ainsi qu'à des études sur le transport et le stockage de CO<sub>2</sub>. Un démonstrateur de captage de CO<sub>2</sub> est ainsi en cours de construction sur le site du Havre, en partenariat avec Alstom et Veolia Environnement et avec le soutien de l'ADEME (voir section 6.2.1.1.5.2 (« Les enjeux de la production thermique à flamme »)).

### 6.6.2.5.2 Émissions diffuses de gaz à effet de serre

Un plan de réduction des émissions induites par les bâtiments d'EDF et ses flottes de véhicules est déployé depuis 2010. Au-delà des émissions directes de ses installations, EDF s'engage à diminuer ses émissions diffuses : bâtiments tertiaires, véhicules professionnels, déplacements professionnels, programme de MDE auprès des salariés du Groupe.

Le groupe EDF gère un parc immobilier tertiaire important (plus de 4,5 millions de mètres carrés hors centrales de production d'électricité). Que ce soit en tant que propriétaire ou en tant qu'occupant, EDF surveille et cherche à diminuer l'impact environnemental de ce parc.

Les objectifs de réduction des émissions diffuses sur le parc immobilier tertiaire en propriété et en location s'appuient sur les leviers suivants :

- actions de MDE via l'exploitation des installations ;
- optimisation de l'occupation des surfaces ;
- renouvellement du parc en propriété ;
- utilisation des meilleures technologies disponibles ;
- mise en place de contrats de performance énergétique pour tous les locaux dont l'exploitation est déléguée.

En soutien à cette démarche, EDF a adhéré en 2010 à l'*International Sustainability Alliance* (ISA). Cette organisation s'est donnée comme principal objectif de contribuer au développement du bâtiment durable au niveau européen et mondial. Ce développement passe en premier lieu par la connaissance des performances réelles du parc immobilier existant. Les membres de l'ISA ont donc joint leurs efforts à ceux du BRE (*Building Research Establishment*) pour créer une base de données environnementale de leur parc, qui rassemble d'ores et déjà environ 10 000 bâtiments. Les données environnementales sont traduites en indicateurs de performances clés, conformes à ceux mis au point dans le cadre d'autres initiatives internationales (dont le *Global Reporting Initiative*), relatifs aux consommations d'énergie et d'eau, aux émissions de CO<sub>2</sub> et à la production de déchets.

Des plans de déplacements d'entreprise (« PDE ») sont déjà largement mis en place en France et sont peu à peu étendus aux sociétés du Groupe.

Chaque société du Groupe est désormais dotée d'une stratégie propre, s'inscrivant dans celle du Groupe mais adaptée à ses activités et au contexte énergétique dans lequel elle évolue.

### 6.6.2.5.3 Maîtrise de la demande en énergie

La promotion de l'efficacité énergétique auprès de tous les clients est intégrée dans la politique de développement durable du groupe EDF comme un des leviers principaux de sa lutte contre le changement climatique. Les échanges et retours d'expérience réguliers sont développés entre EDF, EDF Energy, Edison et EDF Luminus pour optimiser tant la relation clientèle que les performances des offres de maîtrise des consommations d'énergie.

En France, engagé dans les suites du Grenelle de l'environnement, EDF déploie des offres incitant ses clients à maîtriser leur demande énergétique et à solliciter en priorité les moyens de production les moins émetteurs de carbone. Cet engagement en faveur de la maîtrise de l'énergie est régi par le dispositif des certificats d'économie d'énergie (« CEE »), dispositif qui impute à chaque fournisseur des obligations d'économie d'énergie chez ses clients. Un objectif triennal d'économie est défini et réparti entre les opérateurs en fonction de leurs volumes de ventes :

- 54 TWhc au cours de la 1<sup>re</sup> période, du 1<sup>er</sup> juillet 2006 au 30 juin 2009 ;
- 345 TWhc pour la 2<sup>de</sup> période, du 1<sup>er</sup> janvier 2011 au 31 décembre 2013.

Dans sa politique de développement durable, revisitée en mars 2012, EDF s'est fixé l'objectif d'accompagner tous ses clients en vue d'une réduction cumulée de leurs émissions de CO<sub>2</sub> de 2 millions de tonnes entre mi-2009 et 2013, en renforçant la promotion de l'efficacité énergétique dans ses actions commerciales. L'entreprise agit soit en proposant à ses clients des

offres leur permettant de mieux maîtriser leurs consommations d'énergie, soit en les orientant vers des partenaires qualifiés. Un axe essentiel de son travail concerne la rénovation thermique des logements occupés par des personnes en situation de précarité (voir section 6.6.3.3.1 (« Contribution à la lutte contre la précarité énergétique »)).

## Actions 2012 de MDE opérées par EDF sur le marché des particuliers, entreprises et collectivités

### France métropolitaine

Promotion des économies d'énergie	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Lancement des huit engagements « EDF &amp; moi » auprès des particuliers, dont le cinquième porte sur l'aide à mieux consommer l'énergie dont ils ont besoin.</li> <li>■ Promotion sur Internet des éco-gestes et conseils gratuits sur les solutions d'isolation et de chauffage performants, à destination des clients particuliers.</li> <li>■ 70 % environ du budget publicitaire consacré à la promotion des économies d'énergie sur le segment des clients particuliers.</li> <li>■ Poursuite du financement de la formation des salariés et artisans des entreprises du bâtiment aux économies d'énergie (50 000 professionnels formés depuis 2008) ; ouverture du dispositif aux distributeurs de matériels et aux maîtres d'œuvre.</li> </ul>
Sensibilisation et information	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Expérimentation du conseil gratuit « Étiquette Énergie », qui permet aux particuliers de connaître le niveau d'efficacité thermique de leur logement. Ce conseil sera généralisé en 2013.</li> <li>■ Mise en ligne sur Internet de services d'autodiagnostic accessibles à tous les clients entreprises et collectivités locales, qui leur permet de comparer leurs consommations d'énergie à des ratios types et de faire appel s'ils le souhaitent à un conseiller.</li> <li>■ Mise en place d'un Réseau pour la performance énergétique, qui réunit, pendant trois ans, une dizaine d'entreprises et collectivités territoriales d'un même bassin d'emploi pour mettre en commun l'identification de pistes d'amélioration en termes d'efficacité énergétique.</li> <li>■ 5<sup>e</sup> édition du concours d'architecture bas carbone, pour encourager bureaux d'études, architectes et maîtres d'ouvrage à imaginer des logements répondant à des critères de performance énergétique et environnementale plus poussés.</li> </ul>
Offres et conseil efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Développement de l'offre « Optimisation énergies et fluides », qui permet aux entreprises industrielles de mesurer en temps réel leurs consommations par ligne de production, site, période et produit, et se voir conseiller sur des pistes d'optimisation pour réduire leurs consommations..</li> <li>■ Développement de l'offre « Plan de productivité énergies » auprès des grandes entreprises, par laquelle EDF s'engage sur un objectif d'atteinte d'économies énergies (rémunération d'EDF en partage des gains réalisés sur une période pluriannuelle).</li> <li>■ Lancement de l'offre « Prospective énergétique ville », pour accompagner les politiques énergétiques des collectivités locales (systèmes de production locaux d'énergies, mobilité électrique, efficacité énergétique des bâtiments)</li> </ul>
Diagnosics thermiques des bâtiments	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Renforcement des diagnostics à domicile (offre « Objectifs travaux ») : 13 000 clients souscripteurs (100 000 clients depuis son lancement).</li> <li>■ Généralisation dans les boutiques commerciales de l'offre « Diagnostic thermique », qui permet aux clients d'identifier les pertes thermiques de leur logement (2 000 clients).</li> </ul>
Solutions de financement	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ « Prêt habitat neuf » pour les constructions neuves et « Prêt rénovation Bleu Ciel® d'EDF » pour l'existant, portés par la filiale Domofinance.</li> <li>■ Création d'un prêt destiné à la rénovation énergétique des copropriétés.</li> <li>■ Mise en place d'un partenariat avec OSEO pour porter auprès des clients entreprises et collectivités locales un prêt d'éco-efficacité énergétique.</li> </ul>

## Corse, départements et collectivités d'outre-mer

Sensibilisation et information	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mise en place en Corse de « Jour'Eco », un dispositif d'alerte sur Internet qui incite à modérer sa consommation en période de pics et promeut les conseils de l'ADEME pour consommer moins.</li> <li>Organisation du 1<sup>er</sup> « Village des économies d'énergie en fêtes » en Guadeloupe pour sensibiliser frigoristes, solaristes, bureaux d'études et architectes à l'efficacité énergétique.</li> <li>Lancement en Guadeloupe, avec l'ADEME et l'ONG Prioriterre, du défi « Familles à énergie positive » pour inciter les particuliers à réduire de 8 % au moins leurs consommations d'énergie.</li> </ul>
Maîtrise de la consommation	<ul style="list-style-type: none"> <li>Développement de conventions développement durable avec les collectivités locales, par lesquelles EDF s'engage à participer à leurs investissements dans le domaine de la maîtrise de l'énergie.</li> <li>Signature d'une convention rénovation thermique à la Réunion.</li> <li>Lancement en Corse de l'« Énergie box », pour réduire les consommations d'énergie et favoriser l'intégration des énergies renouvelables.</li> <li>Création à la Martinique d'un « Club Business » qui fédère les principales entreprises sur la question de l'efficacité énergétique (a généré plus d'une centaine de diagnostics énergétiques).</li> <li>Lancement de l'offre CITECO à la Réunion, prime à l'investissement sur une gamme de solutions performantes réservée aux collectivités locales (ex. : 100 euros par luminaires dans la limite de 20 % de l'investissement).</li> </ul>

### Actions 2012 opérées par les sociétés du Groupe

## EDF Energy, Royaume Uni

Maîtrise de la consommation	<ul style="list-style-type: none"> <li>Participation réglementaire à hauteur de 89 millions de livres sterling au programme gouvernemental de réduction des consommations d'énergie (<i>Community Energy Saving Programme</i>) sur la période 2010-2012.</li> <li>Poursuite de l'offre EcoManager aux clients particuliers, compteur qui permet de comprendre les consommations d'énergie des appareils électriques en vue de les réduire ; 257 offres ont été vendues en 2012.</li> </ul>
Efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mise en ligne d'autodiagnostic énergétique sur internet (plus de 19 000 effectués depuis le lancement à mi-2011).</li> <li>Promotion de mesures en faveur de l'efficacité énergétique au dos de toutes les factures envoyées aux clients.</li> </ul>

## Edison, Italie

Sensibilisation et information	<ul style="list-style-type: none"> <li>Promotion du programme télévisé « Monsieur Vert arrive », qui incite aux réductions des consommations d'énergie par l'apprentissage d'éco-gestes.</li> </ul>
Efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> <li>Offres de production autonome d'électricité aux clients industriels (installation de parcs solaires pour les groupes Mapei et Roche).</li> <li>Conception d'une offre d'efficacité énergétique pour le secteur tertiaire.</li> </ul>

## Électricité de Strasbourg, France

Pilotage de la consommation	<ul style="list-style-type: none"> <li>Déploiement de trois nouveaux services destinés aux clients professionnels (« Conseil maîtrise énergie », « Mesure conso » et « Thermographie ») pour les aider à suivre leurs consommations et leur permettre de maîtriser leur énergie.</li> </ul>
-----------------------------	---

## EDF Luminus, Belgique

Maîtrise de la consommation	<ul style="list-style-type: none"> <li>Poursuite de l'offre « Luminus bonus », un bonus payé aux clients particuliers si leur consommation d'énergie a été inférieure à celle de l'année précédente ; promotion de cette offre auprès de 75 000 clients.</li> <li>Offre de pilotage des consommations en ligne (programme « <i>Mijn Verbruik / Ma consommation</i> »).</li> </ul>
-----------------------------	---

## Mobilité électrique

En France, EDF s'est investie dans la recherche et le développement de solutions permettant de promouvoir la mobilité électrique. Avec différents constructeurs, instituts de recherche publics et collectivités locales, elle participe au développement de nouveaux véhicules (bus, camions de livraisons, camions nacelles), travaille à l'amélioration de l'autonomie et la durée de vie des batteries, participe à l'amélioration des infrastructures de charges (capacités de dialogue avec tous types de véhicules, géolocalisation, pilotage pour éviter les pics de consommation...). L'entreprise s'est engagée dans l'activité d'opérateur de la mobilité électrique dans un cadre commercial, en lançant une activité de location de véhicules électriques et en menant des expérimentations de services de partage de voitures électriques, qu'elle met en œuvre via sa filiale Sodetrel.

En Belgique, EDF Luminus et The New Drive accompagnent, avec l'offre « GreenDrive Business Pack », les entreprises et les pouvoirs publics dans la conversion progressive de leur parc automobile aux véhicules électriques. Avec Renault, l'entreprise a proposé l'offre « ThePluginCompany » à une vingtaine de clients professionnels pour tester un véhicule électrique pendant une semaine.

## Les enjeux des réseaux intelligents

Une Directive européenne impose, pour favoriser la concurrence et les économies d'énergie, que 80 % des compteurs électriques soient communicants d'ici 2020. Les compteurs communicants permettront le pilotage d'installations électriques à distance et la réalisation de nombreuses interventions chez le client dans des délais beaucoup plus courts et sans que sa présence soit requise (relève des compteurs, changement de puissance, mise en service...).

Au-delà des compteurs communicants, des réseaux électriques intégrant davantage les nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC), favoriseront la transition vers une économie énergétique décarbonée.

Ils faciliteront l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et l'insertion de nouveaux usages (PACs, VE/VHR...). C'est un enjeu clé pour l'avenir des réseaux de distribution.

L'objectif est de créer des réseaux maillés, équipés d'organes de manœuvre télécommandés et de logiciels pour repérer les parties de réseau endommagées et compenser les défaillances, voire optimiser l'acheminement de l'électricité.

Ils doivent par ailleurs permettre aux consommateurs d'être acteurs de leur consommation pour une plus grande efficacité énergétique, en interaction avec le réseau.

En France, pour répondre à cette exigence, ERDF a lancé, en liaison avec la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), le projet « Linky », visant la modernisation de ses 35 millions de compteurs électriques répartis sur le territoire national. Plus de 250 000 compteurs Linky ont été installés par ERDF en Indre-et-Loire et dans l'agglomération lyonnaise à des fins expérimentales.

Les distributeurs du Groupe coopèrent sur ces nouveaux réseaux. ERDF a participé au lancement de l'association EDSO for smart grids avec d'autres distributeurs européens : mise en commun des expériences et élaboration d'un standard.

### ERDF pilote du projet européen GRID4U (Grid for you)

ERDF va piloter ce projet majeur qui répond au programme de recherche sur les réseaux intelligents financé par la Commission européenne. Il s'agit du plus important projet cofinancé par l'Union européenne (25 millions d'euros sur un coût total de 54 millions d'euros) dans le domaine des réseaux intelligents. Il rassemble un consortium de six distributeurs européens qui représentent 50 % des clients en Europe.

L'objectif est de progresser de manière collaborative sur :

- l'intégration des sources de production à partir d'énergies renouvelables ;
- l'automatisation et la sécurisation du réseau électrique ;
- la participation efficace des clients à la gestion de leur consommation ;

- l'accompagnement du développement de véhicules électriques et de solutions de stockage de l'électricité.

### 6.6.2.5.4 Adapter les métiers du Groupe au changement climatique

Le changement climatique ayant par ailleurs des impacts directs sur les conditions physiques d'exercice de l'activité de production, de distribution et de transport, ainsi que sur la demande d'énergie, le groupe EDF met en place une stratégie d'adaptation au changement climatique. Adoptée par le *Sustainable Development Committee* en juin 2010, 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 des axes suivants :

- évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur les installations et activités ;
- adapter les installations concernées pour les rendre moins sensibles aux 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.

### 6.6.2.6 Protection de la biodiversité

Au même titre que la lutte contre le changement climatique, la préservation de la biodiversité est un enjeu essentiel pour le groupe EDF, propriétaire d'un foncier important, situé majoritairement, en France, dans ou à proximité immédiate de zones naturelles protégées. Le Groupe surveille de façon continue les impacts de ses activités industrielles sur l'environnement, pour mieux les maîtriser et les réduire.

Le Groupe est amené à réaliser des actions de compensation écologique en application des différentes réglementations européennes et nationales. La majorité des cas sont liés aux dossiers de demande de dérogation pour destruction d'espèces protégées, dans le cadre de chantiers de construction ou de maintenance des installations industrielles (une quinzaine de dossiers depuis 2008 en France et au Royaume-Uni).

En France, EDF teste différentes méthodes de compensation écologique, d'évaluation des services éco-systémiques dont elle bénéficie (exemple : test en cours sur la centrale thermique de Cordemais de la méthode *Ecosystem Service Review* développée par le WBSCD) et représente l'association Eurelectric au groupe de travail « No net loss » de la Commission européenne. Suite à un appel à projets lancé en 2011 par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie afin d'étudier la faisabilité des mécanismes de compensation environnementale, EDF a été sélectionné pour conduire une opération expérimentale d'offre de compensation écologique en Rhône-Alpes. Le projet consiste à réhabiliter 120 hectares de milieux alpins situés dans la réserve de chasse du massif de Belledonne en Isère, pour y créer des conditions d'habitat favorables à la faune et la flore, et notamment mettre en place des mesures de restauration du Tétrás lyre, une espèce menacée. Les terrains restaurés seront utilisés à la fois pour compenser les travaux d'EDF sur ses ouvrages hydroélectriques et pour répondre aux besoins de compensation d'autres projets d'aménagements spécifiques à la région : développement des stations de sports d'hiver, projets d'urbanisation, projets ferroviaires... L'opération est prévue pour une durée de 8 ans. Ensuite, les terrains resteront propriété d'EDF mais seront intégrés dans une réserve nationale de chasse et de faune sauvage (« RNCFS »).

Les directions en charge des installations industrielles ont mis en œuvre des stratégies biodiversité. Le parc hydraulique a déployé le plan d'actions de sa nouvelle stratégie 2010-2012. À retenir, l'adaptation de la gestion du chantier pour la maintenance du barrage de Sarrans, situé en zone Natura 2000 : pour préserver le Milan royal et le Faucon pèlerin, des engins de chantier insonorisés (grues électriques) ont été choisis pour réduire les nuisances sonores en période de reproduction. En 2012, la Direction du parc thermique a engagé un « Projet stratégique biodiversité » pour effectuer

notamment un état précis de la réglementation locale de chacun de ses sites industriels et identifier pour chaque centrale des zones préservées et dédiées à la préservation de la biodiversité. Dans le même esprit, un recensement du foncier disponible a été lancé dans les centrales nucléaires en vue de cartographier les espaces naturels.

Le volet recherche et développement de l'accord-cadre signé en 2011 entre l'Office national de l'eau et des milieux aquatiques (ONEMA) et EDF en faveur de la protection et de la restauration des milieux aquatiques s'est développé en 2012 sur les opérations suivantes :

- restitution des études sur le comportement des anguilles et l'impact des obstacles en rivière sur leur migration et mortalité (ancien programme R&D « Anguilles et ouvrages » lancé en 2008 par le Comité national de l'anguille, sous l'égide du MEEDDAT et du ministère de l'Agriculture et de la Pêche) ; EDF y a fortement contribué *via* le test d'une passe à anguilles « à brosses » pour le barrage de grande hauteur de Golfech (Garonne), la mise au point et le test d'un compteur automatique à résistivité pour petites anguilles, l'évaluation *in situ* des mortalités dans des turbines de grande taille, l'étude du franchissement d'aménagements hydroélectriques sur le gage de Pau et d'obstacles en série sur le Rhin,

le test du bio-moniteur Migromat® sur la rivière Shannon (Irlande), le test d'un dispositif de répulsion à infrasons au droit de deux ouvrages hydroélectriques sur le gage de Pau, le développement d'un modèle opérationnel sur la Loire pour la gestion du turbinage ;

- programme de recherche en thermie et hydrobiologie (approuvé par le ministère de l'Écologie et l'Autorité de sûreté nucléaire), portant sur les préférences et tolérances thermiques des principales espèces piscicoles, le comportement des poissons en présence de contrastes thermiques, la part de la température dans la distribution spatiale des espèces, et l'influence de la température sur les compartiments des bactéries et des algues (restitution en 2013).

Par ailleurs, une politique de partenariats biodiversité pour favoriser les échanges techniques, soutenir des projets conduits par des associations et mettre en œuvre des programmes techniques concrets est poursuivie prioritairement avec les partenaires ONG historiques de l'entreprise : Ligue pour la protection des oiseaux, Conservatoire du littoral, Réserves naturelles de France, Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature, Fédération nationale pour la pêche en France (voir section 6.6.3.2.3 (« Une stratégie de partenariats développement durable réorientée »)).

## Autres mesures prises par le Groupe pour préserver et restaurer la biodiversité en 2012

Edison (Italie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Mise en place d'une cartographie de l'état de la biodiversité des territoires sur lesquels sont implantés tous les sites de production de l'entreprise, pour prioriser son action sur les sites impactés par la Stratégie nationale pour la biodiversité (SNB) italienne. Travail sur la mise en place de partenariats opérationnels et techniques avec des ONG environnementales présentes sur les zones sensibles concernées.</li> </ul>
EDF Energy (Royaume-Uni)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Participation à hauteur de 120 000 livres sterling au Fonds d'aménagement et d'accessibilité de la zone littorale remarquable de Suffolk (<i>Suffolk Coast and Heaths Area of Outstanding Natural Beauty</i>), dans le cadre du projet d'extension de l'entrepôt de combustibles secs de la centrale de Sizewell B, pour restaurations d'habitats naturels, aménagements de sentiers de randonnée, amélioration de l'accessibilité des personnes handicapées et campagnes d'informations touristiques.</li> </ul>
EDF Énergies Nouvelles	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Engagement pris d'effectuer des suivis biologiques et écologiques réguliers sur tous ses nouveaux sites de production ; mise en place de plans de gestion écologique de ces sites, avec fauches différenciées du couvert végétal et interdiction de tout engrais ou pesticide chimique.</li> <li>■ Poursuite du programme de préservation de la biodiversité sur le site photovoltaïque de Toul (Meurthe-et-Moselle), avec installation de gîtes pour protéger les chauves-souris, intégration d'un boisement paysager et de haies, plantation d'espèces mellifères pour les abeilles.</li> </ul>
UTE Norte Fluminense (Brésil)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Renforcement des instruments de gestion de la zone de protection environnementale de Macaé de Cima et du parc d'État des Três Picos pour préserver la forêt primaire atlantique, en partenariat avec l'Institut d'État pour l'environnement (programme de compensation environnementale).</li> <li>■ Financement dans le cadre de la convention Ramsar d'une étude sur les zones humides du nord de l'État de Rio, menacées de dégradation.</li> </ul>
ERDF (France)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Poursuite du plan d'action de sauvegarde de l'Aigle de Bonelli.</li> <li>■ Mise en place d'une politique d'élagage différenciée le long des lignes en fonction des espèces végétales rencontrées.</li> <li>■ Partenariats avec France nature environnement et la Ligue pour la protection des oiseaux pour réduire les risques d'électrocution des oiseaux.</li> </ul>
EDF Guadeloupe	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Signature en mai 2012 d'un partenariat avec l'association Kap'Natirel pour la préservation des tortues marines (étude de leur comportement et protection en période de ponte).</li> <li>■ Mise en œuvre du partenariat signé en 2011 avec le Port autonome de Guadeloupe et le Comité des pêches pour reconstituer le milieu corallien à l'aide de poteaux électriques béton recyclés. Déposés au large des côtes, ils fournissent aux espèces marines des conditions de protection comparables à celles des barrières de corail.</li> </ul>
EDF Guyane	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Poursuite des travaux du Comité scientifique sur la qualité des eaux du réservoir de Petit-Saut, notamment sur l'évolution de la décomposition des végétaux immergés. Les retours d'expérience de ces observations nourrissent les travaux menés sous l'égide de l'Unesco sur l'hydroélectricité en milieu tropical.</li> </ul>
EDF Luminus (Belgique)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Poursuite d'une étude sur la mortalité et la migration des saumons et des anguilles, condition préalable au permis d'exploitation de la centrale hydraulique de Lixhe.</li> <li>■ Calcul de l'empreinte écologique des activités industrielles de l'entreprise (scopes 1, 2 et 3 du <i>Greenhouse Gas Protocol</i>).</li> </ul>

Direction Immobilier EDF	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Réduction sur tous les sites du recours aux désherbants chimiques et d'engrais (8 % par an en moyenne sur le parc hydraulique), voire suppression au profit de désherbage manuel, de désherbage thermique à vapeur, de fauchage tardif et de jachères fleuries intégrant des espèces endémiques.</li> </ul>
Direction Production	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Mise en eau de la passe à poissons de Jons sur le Rhône en novembre, après 10 mois de travaux.</li> </ul>
Ingénierie Hydraulique EDF (France)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Poursuite des opérations dans le cadre des plans d'actions nationaux, notamment en faveur de la protection du desman des Pyrénées et du gypaète barbu (adaptation des travaux de maintenance des barrages d'altitude en fonction des époques de nidification).</li> </ul>

### 6.6.3 Informations sociétales

La politique sociétale au niveau du groupe EDF vise à créer et développer les liens et le dialogue avec l'ensemble des parties prenantes externes à tous les niveaux – mondial (ONU, ONG), régional (Union européenne...), national et territorial –, à optimiser et renforcer les liens avec les clients vulnérables, en contribuant à réduire la précarité énergétique et à dynamiser les liens internes au Groupe.

Cette politique prend en compte, appuie et renforce les initiatives existantes en assurant leur cohérence au sein du Groupe. 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, dans l'accord RSE et dans le Contrat de service public (voir section 6.5.2 (« Service public en France »)).

#### 6.6.3.1 Éthique et transparence vis-à-vis des parties prenantes

La décision prise par la Direction du Groupe de renouveler et d'adapter son référentiel éthique (Mémento éthique 2007) a conduit courant 2011 à l'élaboration concertée d'une Charte éthique de Groupe. Adoptée par le Comité Directeur du groupe EDF en septembre 2012, approuvée en octobre par le Comité d'éthique du Conseil d'administration, elle complète les lois, règles et conventions nationales et internationales qui s'imposent à chacune des sociétés et à chacun des salariés du Groupe. Elle développe les engagements simples et de bon sens qui doivent inciter chaque salarié, quel que soit le pays où il travaille et quelle que soit sa position hiérarchique, à se comporter de manière exemplaire et conforme aux valeurs du groupe EDF de respect, de responsabilité et de solidarité. Ces engagements éthiques traduisent, au cœur des métiers du Groupe, la mission d'intérêt général d'un opérateur mondial d'énergie. La rédaction en a été partagée avec les sociétés et Directions du Groupe *via* la mise en place de groupes tests – salariés comme *managers* – pour s'assurer d'une bonne adhésion aux sujets qu'elle propose, dans le respect des cultures propres à chaque pays où EDF est présent. Le nouveau référentiel du Groupe sera déployé d'ici la fin 2013.

La décision du Président du 14 septembre 2010 sur la lutte contre la fraude au sein du Groupe, reposant sur un principe de tolérance zéro, est entrée en application dès la fin de l'exercice 2010. Pour en assurer la mise en œuvre, les managers ont élaboré et adopté des plans de lutte antifraude au sein des principales entités et se sont appuyés sur la diffusion du Guide pratique de prévention de la fraude au sein du Groupe, dédié et instrumenté sur le risque fraude et sur le risque corruption.

Sur la corruption, la mise en œuvre de la décision du Président du 31 mai 2010 sur les contrats de consultants et de mandatement a renforcé les procédures de validation des contrats d'intermédiation.

Le lancement d'un programme de sensibilisation au risque pénal EDF (décision du Président du 28 juillet 2011) a entendu répondre à l'émergence, avec le développement du Groupe et son implantation diversifiée dans le monde,

d'une exposition accrue à ce type de risque. Celle-ci est également l'effet d'un durcissement des législations anticorruption américaine (*Foreign Corrupt Practices Act* de 1997, réactivé en 2008) et britannique (*Anti-Bribery Act*, mis en œuvre au 1<sup>er</sup> juillet 2011) dont la dimension extraterritoriale contribue à la formation d'une réglementation répressive internationale.

Pour réduire l'exposition du Groupe aux risques liés à l'application des règles de la concurrence, le programme de conformité concurrence décidé par le Président le 22 décembre 2010 a étendu en 2011 les actions de sensibilisation et de formation au plus grand nombre d'opérationnels en France et à l'étranger, toutes filiales confondues.

L'ensemble des actions à caractère éthique sont soumises au contrôle interne du Groupe, dont le déploiement en 2011 a permis de généraliser les pratiques incitatives d'autoévaluation et de partage des bonnes pratiques dans le cadre des prescriptions concernant l'éthique et la lutte contre la fraude, placées parmi les premiers titres du Guide de contrôle interne du Groupe.

Les modalités et le champ d'intervention du dispositif d'alerte éthique d'EDF, vers lequel sont également dirigés les appels de salariés au numéro vert « Vie au travail » demandant l'intervention de l'entreprise, ont été validés par la CNIL le 24 novembre 2011.

En 2011, EDF, DONG Energy, Enel / Endesa, E.ON, GDF Suez / Electrabel, RWE et Vattenfall / Nuon, rejoints depuis par Fortum, ont travaillé à la mise en œuvre de *Bettercoal*, initiative visant à faire progresser la responsabilité des entreprises dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, et tout particulièrement au niveau des sites miniers. Il s'agit de s'assurer que les droits fondamentaux sont respectés sur ces sites : droits de l'homme, conditions de travail, vie des travailleurs et des communautés, protection de l'environnement. Énergéticiens européens ou nord-américains et compagnies minières sont mis en cause de façon récurrente, comme ce fut le cas en 2010 pour certains énergéticiens concernant des importations de charbon de Colombie. Des entreprises nord-européennes ont ainsi dû brutalement limiter leur *sourcing*. EDF Trading, filiale à 100 % du Groupe et acteur incontournable du charbon en Europe, livre environ 10 millions de tonnes de charbon par an à ses clients ; la société approvisionne non seulement les centrales du groupe EDF, mais aussi d'autres entreprises. Le groupe EDF a ainsi adhéré en janvier 2012 à la charte *Bettercoal* pour soutenir les activités d'EDF Trading dans le domaine de l'approvisionnement en charbon (contrats sourcés), maintenir la place d'EDF dans les fonds d'investissements socialement responsables et maîtriser son risque de réputation et d'image. Au premier semestre 2012, un code (référentiel commun) en matière de principes sociaux, environnementaux et éthiques a été formalisé, en cohérence avec les normes et standards internationaux existants (Organisation internationale du travail...) et avec les travaux déjà réalisés sur les industries extractives (*Extractive Industries Initiative*). Il servira à réaliser des audits et des autoévaluations auprès des fournisseurs, sites d'exploitation minière y compris. Les résultats de ces audits alimenteront une base de données dédiée, gérée par *Bettercoal* et partagée par ses membres, dans le respect des règles antitrust.



### 6.6.3.2 Dispositifs de dialogue avec les parties prenantes

Chaque société du Groupe dialogue avec ses parties prenantes selon les modalités qui lui sont propres. Ce dialogue s'organise selon 5 axes :

- la concertation de proximité autour des sites de production et pour les projets de nouvelles implantations industrielles ;
- les relations organisées avec les clients, les fournisseurs, les partenaires sectoriels, les associations socioprofessionnelles, les collectivités publiques et les institutions nationales et internationales ;
- les partenariats opérationnels avec les ONG et le monde universitaire ;
- la réunion d'experts ou de personnalités représentatives dans des conseils ou panels indépendants qui apportent aux dirigeants du Groupe un éclairage critique externe ;
- la sensibilisation-formation de publics notamment jeunes aux enjeux de l'énergie et du développement durable.

#### 6.6.3.2.1 Information à proximité des sites de production et concertation pour les projets industriels

En France, 38 commissions locales d'information (« CLI »), composées d'élus, de représentants de l'État et des mondes associatifs et socioprofessionnels, assurent de façon réglementaire une mission d'information des riverains sur l'activité des installations nucléaires. EDF collabore avec les CLI établies auprès de ses centrales et leur fournit les informations nécessaires à l'accomplissement de leur mission.

Au-delà de ce dispositif réglementaire, EDF a mis en place dans chaque centrale nucléaire un centre d'information du public (« CIP »), chargé d'informer les populations riveraines sur le fonctionnement et les impacts des centrales, les enjeux énergétiques, mais aussi sur la maîtrise de la consommation d'énergie ou la présentation des métiers porteurs d'emploi du secteur électrique. Dans le cadre de la 2<sup>e</sup> édition des Journées de l'industrie, les 6 et 7 octobre 2012, EDF a enregistré plus de 15 400 visiteurs sur ses sites de production (45 % sur les installations nucléaires, 38 % sur les sites hydrauliques et 17 % sur les sites de production thermique à flamme). Sans rupture avec les deux années précédentes, l'image d'EDF auprès des populations riveraines reste largement positive : 86 % en ont une bonne image (contre 83 % en 2011).

Dans le domaine hydraulique, EDF a poursuivi ses campagnes permanentes d'information et de prévention des usagers de l'eau sur les risques de variation de débit dans les rivières. Ont été installés des panneaux illustrés de photos montrant la situation avant et après l'évolution du débit. Le recours aux hydroguides chargés de la prévention sur le terrain a été maintenu pendant les périodes estivales.

Pour les nouveaux projets industriels, les sociétés du Groupe renforcent leurs dispositifs de concertation sur les modèles éprouvés mis en place par NTPC pour le barrage de Nam Theun au Laos, par Edison pour le terminal de gazéification de Rovigo et le gazoduc ITGI (Interconnecteur Turquie-Grèce-Italie) en Italie, ou par EDF pour l'implantation du démonstrateur hydrolien de Paimpol-Bréhat en France.

En France, en préparation de la construction du cycle combiné gaz de Bouchain, pour une mise en service prévue en 2015, à la suite d'échanges avec les différentes parties prenantes concernées (les collectivités locales, la Direction Régionale de l'environnement, de l'aménagement et du Logement (DREAL) de la région Nord-Pas-de-Calais et les différentes associations), l'enquête publique a été ouverte à l'automne 2012, les conclusions étant attendues début 2013.

Au Royaume-Uni, EDF Energy mène des réunions régulières (trimestrielles ou trois à quatre fois par an en fonction des demandes) avec les parties prenantes locales sur les questions liées aux activités et à leurs impacts.

En 2012, EDF Energy a ouvert quatre de ses nouveaux centres d'accueil chargé d'informer les visiteurs sur l'énergie nucléaire et la production d'électricité et d'informer sur les activités de la société à travers un certain nombre d'expositions, de films et d'affichages interactifs. Trois ouvertures supplémentaires sont programmées en 2013.

De plus, une étude indépendante réalisée sur les populations vivant à proximité des sites de production, a montré quelques améliorations par rapport à l'année précédente, avec une opinion favorable au nucléaire en hausse de 3 %.

#### 6.6.3.2.2 L'éclairage de panels indépendants

Plusieurs panels d'experts apportent aux dirigeants du Groupe et ses sociétés leur vision externe : le Panel développement durable au niveau du Groupe, les Conseils du développement durable, scientifique et médical pour EDF en France, le *Stakeholder Advisory Panel* pour EDF Energy, le *Social Committee* pour Edison.

Le Panel développement durable Groupe est une instance de dialogue rassemblant des personnalités internationales, indépendantes et spécialistes de domaines relatifs aux enjeux du Groupe ou représentant les attentes et les intérêts de la société civile. Il accueille également comme membres de droit les Présidents des Conseils de l'environnement, sociétal et scientifique, ainsi que le Président du *Stakeholder Advisory Panel* d'EDF Energy, créé en 2006. Le Panel développement durable Groupe conseille et fournit une appréciation critique des engagements du Groupe en matière de développement durable et de leur mise en œuvre. Il se réunit une à deux fois par an en présence des dirigeants du Groupe. En 2012, le Panel développement durable Groupe s'est réuni sur le thème de la stratégie CO<sub>2</sub> du groupe EDF.

Le 13 décembre 2012 a été mis en place le Conseil du développement durable, nouvelle instance de dialogue avec les parties prenantes du Groupe fusionnant les précédents Conseils de l'environnement et sociétal. Ce Conseil est composé de personnalités représentatives des différents enjeux liés à l'impact des installations et des activités du groupe EDF en matière de développement durable. Il a notamment pour vocation de *challenge* les dirigeants et experts de l'entreprise sur les options qu'elle se propose de prendre et qui ont trait au développement durable. La première session s'est déroulée le 13 décembre 2012 sur le thème de la précarité énergétique en France.

Le Conseil scientifique d'EDF est un organisme consultatif apportant à l'entreprise avis et conseils de hautes personnalités scientifiques sur ses actions de recherche à moyen et long terme. Il se réunit trois fois par an pour examiner les dossiers thématiques faisant l'objet d'un rapport détaillé et d'un avis sous forme de recommandations au Président d'EDF. En 2012, le Conseil a traité le sujet du futur des réseaux de transport d'électricité et l'aval du cycle du combustible nucléaire. Lors d'une séance spéciale, les conseillers ont pu débattre avec le Président sur des sujets de leur choix, en rapport avec l'évolution de l'environnement de l'entreprise et celle des sciences et techniques.

Le Conseil médical d'EDF, composé de personnalités du monde médical, professeurs d'université dont les orientations portent en particulier sur la santé publique, la biophysique, l'éthique, la santé au travail et environnementale, l'épidémiologie et la toxicologie, est un organe de réflexion et de conseil sur un certain nombre de thèmes sanitaires d'actualité en lien avec les activités d'EDF. Il est présidé par le professeur André Aurengo, membre de l'Académie de médecine. Le Conseil médical s'est réuni en session plénière à trois reprises en 2012. Les thèmes qui ont été traités couvrent l'essentiel des questions de santé, santé professionnelle et santé environnementale, qui font débat : les conséquences sanitaires de l'accident de Fukushima, les projets d'étude sur les leucémies infantiles et l'exposition résidentielle au champ magnétique, la réforme de l'organisation de la médecine du travail en France, les modalités des études toxicologiques face à l'introduction des nanomatériaux, la prise en compte des recommandations sur la surveillance médico-professionnelle des travailleurs postés.

### 6.6.3.2.3 Une stratégie de partenariats développement durable réorientée

Chaque projet de partenariat du Groupe est désormais étudié par le Comité des partenariats. Les partenariats développement durable portent sur deux volets : la biodiversité, d'une part, et la lutte contre la précarité énergétique et l'exclusion, d'autre part (voir section 6.6.3.3.1 (« Contribution à la lutte contre la précarité énergétique »)).

Dans un double contexte de réglementations renforcées et de la nouvelle gouvernance de l'environnement issue du Grenelle de l'environnement,

la biodiversité est un enjeu de pérennisation et de développement des activités d'EDF en France comme à l'international. La conduite de la politique biodiversité du Groupe nécessite l'appui d'expertises externes comme celles de la Ligue pour la protection des oiseaux, du Conservatoire du littoral, des Réserves naturelles de France, du Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature, de la Fédération nationale pour la pêche en France... Ces partenariats historiques ont été noués pour favoriser les échanges techniques et le dialogue, soutenir des projets conduits par les associations et mettre en œuvre des programmes techniques concrets portés par les directions métiers et les sociétés d'EDF.

## Réalisations 2012

Ligue pour la protection des oiseaux	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Implication des salariés d'EDF dans des programmes de science participative (inventaire « Wetlands » sur les oiseaux migrateurs, Observatoire des oiseaux des jardins).</li> <li>■ Accompagnement à la gestion de sites naturels de 5 centrales de production : Aramon (thermique), Penly (nucléaire), Plobsheim, La Vanelle et Caradache (hydraulique).</li> <li>■ Soutien à l'organisation du premier festival « Bird Fair » à Paimboeuf.</li> </ul>
Conservatoire du Littoral	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Programme Grands Lacs (colloque sur la fonction des grands lacs, groupes de travail sur la définition des enjeux environnementaux autour des grands lacs, publication de l'ouvrage <i>les Grands Lacs français</i>).</li> <li>■ Restauration d'un ancien site industriel autour de l'étang de Berre.</li> </ul>
Réserves naturelles de France	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Aménagement écologique d'un sentier de randonnée dans la réserve naturelle de la Petite Camargue alsacienne.</li> <li>■ Restauration d'espèces végétales dans le Parc national des Pyrénées.</li> <li>■ Formation de salariés d'EDF à la mise en place de plans de gestion d'espaces naturels.</li> </ul>

En parallèle, dans le contexte du débat sur la transition énergétique, la Direction Développement Durable a poursuivi ses actions avec des partenaires stratégiques, des *think tanks* et des chaires de recherche, comme celle de l'université Paris-Dauphine. Le partenariat avec la Fondation Nicolas-Hulot pour la nature et l'homme (« FNH ») s'oriente sur le soutien au *think tank* de la transition écologique créé par la FNH, constitué d'universitaires, de chercheurs et de scientifiques reconnus, dans l'objectif de faire émerger de nouvelles idées et propositions pour opérer la transition écologique et les faire connaître au grand public.

EDF maintient son aide à l'Institut du développement durable et des relations internationales (« IDDRI ») pour développer la dimension internationale de ce *think tank* de l'Institut des études politiques. EDF apporte son soutien à trois programmes très liés à ses activités et engagements de développement durable : climat, économie de la biodiversité et fabrique urbaine. Dans le cadre du « Club villes » de l'IDDRI, EDF apporte son expérience au projet « Émergent » (programme Movida du ministère de l'Écologie), dont l'objet est d'analyser les consommations énergétiques des ménages et d'identifier l'émergence de nouveaux comportements dans les écoquartiers.

Dans le cadre du partenariat avec le R20 – *Regions of Climate Action*, ONG qui regroupe 37 régions des pays du Nord et du Sud, des entreprises et des institutions de financement, EDF a poursuivi l'action engagée en 2011 avec la région marocaine l'Oriental autour de l'efficacité énergétique dans les bâtiments : accompagnement du plan régional d'efficacité énergétique, formalisation d'une charte de bonnes pratiques destinée aux professionnels du bâtiment, préparation d'actions de formations pour les décideurs publics.

### 6.6.3.2.4 Information sur les enjeux énergétiques et du développement durable

Les sociétés du Groupe ont renforcé en 2012 leurs programmes de sensibilisation du grand public et des publics jeunes à la maîtrise de l'énergie et aux enjeux de développement durable, diffusés sur Internet et dans le cadre d'événements ou de conférences dans les milieux scolaires. Elles s'appuient sur des partenariats menés avec le monde associatif et éducatif.

## Principales actions 2012

EDF (France)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Réalisation d'un pavillon grand public présentant les enjeux énergétiques lors des Jeux olympiques de Londres 2012.</li> <li>Co-réalisation de l'exposition « Habiter demain, réinventons nos lieux de vie » avec la Cité des sciences et de l'industrie, qui sensibilise notamment aux actions de maîtrise des consommations et d'efficacité énergétique.</li> <li>Diffusion à 5 000 exemplaires de la brochure <i>Que fait-on avec 1 kWh ?</i> lors des événements grand public auquel participe l'entreprise.</li> <li>Renforcement des contenus pédagogiques sur le site internet dédié aux jeunes publics (<a href="http://jeunes.edf.com">http://jeunes.edf.com</a> ; plus de 197 000 visites en 2012), avec jeu en ligne « Mission économie d'énergie », tests d'éco-consommation, et lancement national du Trophée Electis de l'électricité et du développement durable à destination des collégiens et lycéens.</li> <li>Réalisation de 1 957 conférences sur les enjeux du développement durable dans les collèges et les lycées, en lien avec les programmes scolaires et à la demande du corps enseignant.</li> <li>Réalisation de 2 900 conférences « Branche-toi sécurité » dans les écoles primaires, intégrant un volet économie d'énergie dans les usages à la maison.</li> </ul>
EDF Energy (Royaume-Uni)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Programme éducatif sur Internet « The Pod » en partenariat avec le programme européen Éco-écoles et l'ONG britannique Eden Project, auquel participent plus de 14 600 écoles et qui a réuni plus de 8 millions d'enfants depuis son lancement.</li> <li>Renforcement du partenariat avec le Festival des sciences de Cheltenham (<i>Cheltenham Science Festival</i>) afin de promouvoir les carrières scientifiques dans les écoles et soutenir le programme d'apprentissage.</li> <li>Soutien au programme Génération Science, exposition itinérante en Écosse.</li> </ul>
Edison (Italie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Achèvement du programme <i>Eco Generation School is the climate's friend</i> mené avec l'ONG Legambiente à destination d'écoles pilotes (15 écoles dans 15 villes italiennes) qui apprend aux élèves à évaluer l'efficacité énergétique de leur établissement et les aide à rechercher des solutions de maîtrise des consommations d'énergie ; il devrait évoluer en un programme permanent d'efficacité énergétique, disponible pour toutes les écoles, les collectivités locales et le ministère de l'Éducation.</li> <li>Participation à une exposition interactive au Musée des sciences et de la technologie de Milan. 400 élèves d'une école secondaire ont pris part à l'atelier « Science et technologie de la production de l'énergie », un voyage interactif pour explorer la production et la consommation d'énergie.</li> <li>Promotion du programme télévisé grand public « Monsieur Vert arrive », qui apprend aux familles à réduire leurs consommations d'électricité et de gaz et délivre des conseils pour recycler des produits.</li> </ul>
BE ZRt (Hongrie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Informations sur les enjeux énergétiques auprès de 1 000 jeunes scolaires invités à venir visiter les centrales de cogénération de l'entreprise hongroise.</li> </ul>
Groupe Électricité de Strasbourg (France)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Conseils pour une utilisation maîtrisée des ressources et mise en place d'une rubrique « éco-gestes » sur Internet (<a href="http://ecocitoyens.es-energies.fr">http://ecocitoyens.es-energies.fr</a>).</li> </ul>
EDF Asie-Pacifique	<ul style="list-style-type: none"> <li>Édition d'un ouvrage sur les usages de l'électricité et l'utilisation raisonnée des ressources naturelles à destination des enfants des zones rurales, diffusé en Chine, Thaïlande, Vietnam et Laos. Le livre est intégré désormais dans les programmes éducatifs scolaires.</li> </ul>

### 6.6.3.3 Le domaine sociétal

La politique sociétale du groupe EDF est partie intégrante de la politique de développement durable Groupe et s'inscrit dans le respect des principes du Pacte mondial des Nations unies. Les principes de la politique sociétale, tous comme ceux de la politique environnementale ou de l'éthique, sont repris au sein de l'accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE).

Cette politique s'organise autour de 3 grandes orientations :

- favoriser l'accès à l'énergie et l'éco-efficacité énergétique pour les personnes vulnérables ;
- contribuer au développement économique et social des territoires où EDF opère ;
- contribuer au débat sur le développement durable et les activités d'EDF, en favorisant le dialogue local et la connaissance des enjeux énergétiques.

#### 6.6.3.3.1 Contribution à la lutte contre la précarité énergétique

La question de la précarité énergétique est croissante dans toute l'Europe et connaît une grande diversité de situations d'un pays à l'autre, tant dans sa définition, que dans la prise en compte de la question par les pouvoirs publics, ou dans l'implication des énergéticiens. Dans tous les cas, elle reflète la montée de la précarité économique. Selon les dernières statistiques disponibles en France, quelque 3,4 millions de ménages étaient en situation de précarité énergétique, soit 13 % des foyers ; au Royaume-Uni, ce nombre est estimé à 5,5 millions, soit 21 % de la population<sup>1</sup>.

Dans ce contexte, le groupe EDF renforce son implication dans la lutte contre la précarité énergétique au-delà des cadres réglementaires, formant l'engagement de soutenir ses clients les plus vulnérables en travaillant avec les gouvernements, les autorités locales, les organisations non gouvernementales et d'autres parties prenantes à promouvoir l'usage le plus efficace possible de l'énergie, afin de réduire les coûts de consommation et développer pour les ménages vulnérables des solutions et programmes spécifiques à chaque pays.

1. Department of Energy and Climate Change : Annual report on fuel poverty statistics 2011.

En France, par des opérations menées dans le cadre de dispositifs publics<sup>1</sup> et au-delà, l'action d'EDF s'articule autour de trois volets : l'aide au paiement, l'accompagnement des clients en difficulté et la prévention, en particulier par la rénovation thermique des logements des foyers en situation de précarité.

Concernant l'aide au paiement, EDF a contribué à hauteur de 23 millions d'euros en 2012 au Fonds de solidarité pour le logement (FSL), qui participe à l'apurement des factures impayées de clients rencontrant des difficultés : près de 190 000 ménages en ont bénéficié. Dans le souci d'éviter les coupures d'électricité à toute personne identifiée comme démunie, EDF a prolongé la période dite « de trêve hivernale » du 15 mars (obligation légale) au 1<sup>er</sup> avril, l'étendant également à tous les clients bénéficiaires de tarifs sociaux et pas seulement aux foyers ayant bénéficié d'une aide FSL l'année écoulée.

Concernant le volet accompagnement, en 2012 EDF a porté à 324 000 le nombre d'actions menées dans le cadre de sa démarche « Accompagnement énergie » auprès des clients en difficulté (210 000 en 2011) qui permet de trouver avec eux des solutions adaptées à leur situation : délais de paiement, orientation vers des services sociaux, conseils pour réaliser des économies d'électricité. En parallèle, l'entreprise a renforcé sa présence dans les structures de médiations sociales (Point d'information médiation multiservice, Agence nationale d'information sur le logement), lui permettant de se rapprocher de ces clients, de les conseiller sur leur accès aux droits, l'usage des énergies et de faciliter le paiement de leur facture : en 2012, EDF est impliquée dans 170 points d'accueil-médiation (150 en 2011).

EDF accompagne également des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie avec les centres communaux d'action sociale, le Secours catholique, le Secours populaire, SOS Familles / Emmaüs France, ainsi qu'avec l'association Unis-cités, dans le cadre du programme MédiaTerre.

En Corse et dans les départements et collectivités d'outre-mer, SEI distribue gratuitement aux clients démunis, depuis trois ans, des kits lampes basse opération consommation et multiprises coupe-veille (« Packécos ») afin de les aider à maîtriser leur consommation d'électricité. En 2012, EDF a diffusé des kits de régulation de l'eau domestique (« HydroEko ») permettant de réduire jusqu'à 10 % la consommation d'énergie liée au chauffe-eau électrique : 70 000 dans l'île de la Réunion, 15 000 en Guyane, 20 000 en Martinique, 20 000 en Guadeloupe et 16 000 en Corse.

Par ailleurs, en Guadeloupe, EDF a noué un partenariat avec la Société d'économie mixte d'aménagement du département pour promouvoir les équipements énergétiques performants dans l'habitat social et s'est associé aux Caisses d'allocations familiales pour proposer aux allocataires les plus modestes une aide de 100 euros pour l'achat d'appareils électroménagers basse consommation

Concernant le volet prévention, EDF développe des actions partenariales de lutte contre la précarité énergétique, par l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements occupés par des personnes en situation de précarité. EDF est un partenaire majeur du programme Habiter Mieux (pilote par l'Agence nationale pour l'amélioration de l'habitat) dans le cadre d'une convention signée en 2011. EDF s'engage à apporter une contribution financière qui pourra atteindre 49 millions d'euros et à participer au repérage des ménages concernés. Ce programme vise la rénovation thermique de 58 000 logements de ménages précaires sur la période 2011-2013. Lancé par l'État fin 2010, ce programme vient en aide aux ménages les plus modestes, propriétaires des logements énergivores, en finançant et en accompagnant des travaux de rénovation thermique. Le gain énergétique doit être au minimum de 25 %. En 2012, 13 000 rénovations ont été engagées. Ce programme destiné actuellement aux propriétaires occupants devrait connaître une évolution significative en 2013 par son ouverture aux propriétaires bailleurs et une action renforcée sur les copropriétés.

Cet engagement vient renforcer les contributions volontaires de l'entreprise, notamment l'opération « Toits d'abord », partenariat signé en décembre 2012 avec la Fondation Abbé-Pierre, qui vise la construction sur trois ans de 2 000 logements destinés à des populations défavorisées. Elle

fait suite au programme « 2 000 toits, 2 000 familles », qui, depuis 2009, a permis de construire ou rénover des logements sociaux énergétiquement efficaces pour 2 025 familles très vulnérables.

EDF développe également l'offre « Montant de charges », dont le but est de renforcer la performance thermique des logements et de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Cette offre s'applique au marché du logement résidentiel social, existant ou neuf. Il s'agit d'accompagner les bailleurs sociaux dans la réalisation de travaux de rénovation ou de construction, éligibles aux certificats d'économies d'énergie. Après évaluation, EDF et le bailleur social conviennent ensemble du programme de réhabilitation et d'un objectif de performance. 151 000 logements sociaux ont ainsi pu être rénovés en 2012.

Dans les autres sociétés du Groupe :

- Au-delà de ses obligations réglementaires et de ses opérations de mécénat, le dispositif du Groupe Électricité de Strasbourg (ÉS) repose sur les engagements suivants :
  - participation volontaire renforcée au Fonds de solidarité logement (100 000 euros), qui a permis en 2012 de venir en aide à plus de 1 000 clients précaires ;
  - prévention des difficultés de paiement par la formation d'acteurs sociaux et information des populations concernées pour mieux gérer leurs consommations ;
  - accompagnement personnalisé de chaque client en difficulté, qui bénéficie du maintien de l'énergie à la puissance souscrite le temps d'entreprendre les démarches nécessaires auprès des services sociaux ;
  - remise de « chèques énergie » via huit associations, dans le cadre d'une convention d'aide aux clients en difficultés.
- ERDF travaille à la détection des clients en situation de précarité et à la prévention de la suspension de fourniture d'énergie, quel que soit le fournisseur concerné. En 2012, ERDF a signé également deux conventions avec le Comité national des régies de quartier et l'Union nationale des points d'information multiservices pour mieux informer les ménages en difficulté des dispositifs d'aide à leur disposition.
- Au Royaume-Uni, le décret gouvernemental *Warm Home Discount Regulations* (avril 2011) a institué pour quatre ans l'obligation aux fournisseurs d'énergie qui ont plus de 250 000 clients d'apporter un soutien aux personnes en situation ou à risque de précarité énergétique. Cette réglementation remplace les actions volontaires engagées jusqu'alors par les fournisseurs dans le cadre de l'Engagement volontaire du fournisseur. Le montant collectif de cette obligation s'est élevé à 250 millions de livres sterling sur 2011-2012 pour passer à 310 millions de livres sterling d'ici 2014. EDF Energy estime ses dépenses à environ 26 millions de livres sterling la première année.

EDF Energy a appliqué le tarif réduit *Energy Assist* à 145 000 clients en 2012. Cette tarification a été supprimée pour les nouveaux clients en juillet, au profit des remises sur factures d'électricité instaurées par le plan *Warm Home Discount*. Sur l'hiver 2011-2012, 136 800 remises de 120 livres sterling ont été versées. EDF Energy estime à 190 000 le nombre de remises qu'il effectuera sur l'hiver 2012-2013.

EDF Energy assure de façon automatique la tarification la moins chère du marché à toutes les personnes âgées qui ont été identifiées par le *Department of Work and Pensions*, le ministère du Travail et des Retraites. En avril 2012, l'entreprise, dont les prix standards pour l'électricité et le gaz figurent parmi les moins chers, a lancé « Blue+ Price Promise », une offre qui informe tous les clients britanniques de la possibilité d'économiser plus d'une livre par semaine sur leur consommation standard, quel que soit le fournisseur. Tout client qui y souscrit bénéficie d'un tarif gelé jusqu'en septembre 2013 et ne se voit facturé d'aucuns frais de clôture de dossier s'il souhaite partir à la concurrence.

1. EDF distribue les tarifs sociaux de l'électricité (Tarif Première Nécessité, de façon exclusive) et du gaz naturel (Tarif Spécial de Solidarité), respectivement compensés par la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) et la Contribution au tarif spécial de solidarité du gaz (CTSSG). Suite à une modification réglementaire intervenue en mars 2012 qui simplifie les modalités d'accès aux tarifs sociaux de l'énergie et permet aux ayants droit identifiés comme clients EDF d'y prétendre, plus d'un million de foyers en métropole, en Corse et outre-mer ont pu bénéficier du tarif TPN en 2012 (635 000 en 2011).

Le programme gouvernemental *Community Energy Saving* (« CESP ») s'est achevé en 2012. D'une durée de trois ans, il visait à améliorer l'isolation des quartiers défavorisés et concernait plus de 100 000 logements. À fin 2012, EDF Energy y aura contribué à hauteur de 89 millions de livres sterling, au bénéfice de 30 000 foyers très vulnérables. Une nouvelle obligation aux fournisseurs ECO fait suite au CESP et y intègre les objectifs du CERT, un précédent programme gouvernemental de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. Plus vaste, il cible la rénovation totale de logements résidentiels, isolation complète plus chauffage, fixe aux fournisseurs des objectifs de réduction des coûts de chauffage et des émissions de CO<sub>2</sub> pour les foyers à faibles revenus. Sur la période janvier 2013-mars 2015, les obligations d'EDF Energy portent sur 500 millions de livres sterling d'économies de chauffage et sur 3,5 millions de tonnes de réduction de CO<sub>2</sub>.

EDF Energy a poursuivi ses dons à l'association caritative indépendante Trust Fund (1,9 millions de livres sterling en 2012 pour 2 493 foyers), qui attribue, pour les remettre à niveau, des aides aux foyers très endettés suite à des difficultés conjoncturelles (maladies graves, décès) et qui dispense également des conseils individualisés contre l'endettement aux populations des principales zones où l'entreprise est implantée, ainsi que son soutien au programme *London Warm Zone*, en contribuant à la réalisation d'une enquête auprès de 10 000 foyers dans les quartiers les plus défavorisés de Londres pour identifier les bénéficiaires éventuels de primes au service d'une isolation et d'un chauffage plus efficaces.

L'entreprise a également engagé de nouveaux partenariats :

- financement de la *National Energy Action* pour former à l'efficacité et à la précarité énergétiques non seulement des personnels en contact direct avec les foyers à faibles revenus, mais aussi des bénévoles de coopératives de crédit ;
- financement du programme *Impetus Consulting*, qui aide les petites associations de logement social à soutenir leurs locataires en situation de précarité énergétique.

- En Pologne, les différentes sociétés du Groupe, qui produisent de l'électricité et de la chaleur mais ne gèrent pas de clients particuliers, poursuivent les conventions qu'elles ont signées avec des municipalités, des distributeurs et des ONG pour aider les populations fragiles, soit par des aides financières directes et des chèques énergie (EC Zielona Góra, Kogeneracja, EDF Wybrzeże, EDF Torun), soit par la fourniture de chaleur à titre gracieux à des organismes et établissements liés aux collectivités locales (EDF Krakow).
- En Hongrie, en février 2012, EDF Démász a mis en place en partenariat avec la branche hongroise de l'Ordre de Malte un programme d'aide aux factures impayées pour les familles les plus vulnérables.

#### 6.6.3.3.2 Contribution au développement économique et social des territoires ou EDF opère

Le groupe EDF souhaite cohabiter de façon harmonieuse avec les territoires où il opère. Pour cela, les impacts induits par ses ouvrages et ses activités sur les territoires sont identifiés et managés, en recherchant au plus tôt, et avec les parties prenantes concernées, les opportunités de contribution au développement économique et social des territoires, en tant que partenaire de long terme. Ainsi EDF contribue-t-il tout particulièrement à l'insertion de personnes vulnérables. EDF s'affiche comme un acteur de la cohésion sociale et territoriale.

#### **Contribution au développement local et à l'insertion de personnes vulnérables**

EDF est particulièrement attentif à sa contribution au développement économique local et privilégie, autant que possible, l'emploi local.

### Développement économique et création d'emplois locaux

## Principales actions 2012

En France	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lancement en 2012 du programme « Une rivière, un territoire », dispositif d'accompagnement au développement économique local par l'apport d'expertise (juridique, contrôle de gestion, management de projet...) et de financement à des acteurs locaux, si leurs projets maintiennent ou développent l'emploi local et innovent dans les domaines de l'eau, de l'énergie et de l'environnement. Une première agence de développement économique a ouvert à Rodez en avril 2012, qui couvre les vallées du Lot, de la Truyère et du Tarn. Un budget annuel de 3 millions d'euros lui a été alloué.</li> <li>▪ Création de plus de 7 000 emplois directs et indirects dans le cadre du développement de 1,5 GW de capacités d'éolien <i>off-shore</i> en France en association avec Alstom.</li> <li>▪ Promotion des achats solidaires par différents canaux : <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ l'accord triennal pour l'intégration des personnes handicapées (volet relatif aux achats aux établissements et services d'aide par le travail, aux entreprises adaptées et aux organismes employant en majorité des travailleurs handicapés – objectif annuel d'achat de 6 millions d'euros dépassé avec 7,6 millions d'euros d'achats aux secteurs protégés et adaptés pour EDF en 2012) ;</li> <li>▪ l'accord Sous-traitance socialement responsable ; EDF développe ses achats au secteur de l'insertion par l'activité économique (plus de 1,5 million d'euros en 2012).</li> </ul> </li> </ul>
Au Maroc	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Engagement d'EDF Énergies Nouvelles et ses partenaires Mitsui et Alstom à allouer au moins 30 % des travaux de construction du projet éolien Taza à des entreprises marocaines.</li> </ul>

### Insertion des personnes vulnérables et des jeunes

À fin 2012, en matière d'insertion professionnelle, EDF et ERDF ont dépassé leur objectif d'offrir à 1 000 personnes éloignées de l'emploi une opportunité d'insertion, de qualification en alternance et de validation d'une expérience de travail dans un métier « porteur ».

## Principales actions 2012

- En France
- EDF mène des programmes spécifiques visant à former des jeunes à ses métiers, et tout particulièrement des jeunes ayant des difficultés d'accès à l'alternance. C'est le cas avec « Trait d'Union », en Île-de-France et Méditerranée, dispositif mis en place par la Direction Commerce d'EDF qui s'engage dans l'insertion et la qualification de jeunes autour des métiers de conseiller clientèle, ou encore « Tremplin » en région Sud-Ouest et « Académie Bleu Ciel » sur la région Nord-Ouest. En 2012, 200 personnes ont bénéficié d'un de ces dispositifs.
  - À Flamanville, depuis 2009, près de 490 personnes éloignées de l'emploi, identifiées selon des critères proposés par EDF et déclinés par les représentants de l'emploi ont été embauchées dans le cadre d'une structure d'insertion par l'activité économique (« SIAE »).

### Contribution à la cohésion sociale et territoriale

En France, le 28 septembre 2010, l'État et neuf grands opérateurs de service public, dont EDF, ont signé un accord de partenariat (« + de services ») pour étoffer et mutualiser l'accès à l'offre de services accessible aux populations des territoires ruraux. Ce partenariat vise à regrouper dans des lieux uniques un ensemble d'offres à destination des populations rurales. En plus des sites existants, 60 nouveaux points partenariaux seront ouverts avec la collaboration d'EDF. L'expérimentation, menée dans 22 départements, inclut notamment la création de nouveaux points d'information et de médiation multiservices (« PIMMS »), de relais de services publics (« RSP ») hébergés pour la plupart par des collectivités territoriales ou leurs groupements. Le protocole a pour objectif de simplifier l'accès des services à tous les publics par la collaboration entre les signataires et la complémentarité entre prestations classiques, nouvelles technologies et points d'accueil physiques multiservices. À fin 2012, 21 contrats départementaux sur 22 ont été signés. La signature du contrat départemental du Cher est programmée début 2013.

#### 6.6.3.3 Sous-traitance et achats responsables

L'accord EDF sur la sous-traitance socialement responsable signé en octobre 2006 est une déclinaison de l'accord RSE du Groupe. Il a été reconduit pour une durée indéterminée et met notamment en exergue la volonté de maintenir, dans la durée, des partenariats industriels et de services, afin que les prestataires puissent conforter leurs activités et renforcer leur capacité à se développer de manière durable au-delà de la seule passation de marchés ponctuels ou de court terme.

Il garantit aux entreprises sous-traitantes et à leurs salariés que les interventions pour le compte d'EDF s'effectueront dans les meilleures conditions d'emploi, de qualification, de travail et de santé-sécurité, en toute connaissance des risques inhérents aux activités exercées. Le comité de suivi de cet accord, mis en place en 2007, se réunit trois fois par an, avec la participation des signataires et des représentants des métiers d'EDF et examine l'avancement des actions prévues dans le cadre de cet accord.

Plusieurs types d'actions sont mis en œuvre dans les différents métiers d'EDF, comme :

- l'amélioration de l'accueil et des conditions de travail des prestataires sur les sites de production nucléaire et thermique ;
- des actions concertées avec les entreprises prestataires dans le nucléaire pour accroître l'attractivité du secteur et développer des formations adaptées ;
- l'obtention du Label responsabilité sociale (« LRS ») dans la catégorie « Centres de relations clients intégrés » des centres de relation clientèle dans le nouveau cadre LRS, sensiblement plus exigeant ;
- une charte du développement durable entre EDF et ses fournisseurs. En outre, des critères à caractère environnemental, social et sociétal sont pris en compte dans les stratégies d'achat (évaluation de l'aptitude des fournisseurs et retour d'expérience), dès le stade d'élaboration du cahier des charges en étroite concertation avec les métiers prescripteurs. La charte est intégrée aux conditions générales d'achats et signée systématiquement par tout fournisseur contractant avec EDF.

Elle comprend des engagements réciproques parmi lesquels on peut notamment citer :

- la réalisation d'audits « développement durable – responsabilité sociale » chez les prestataires et fournisseurs pour vérifier la mise en œuvre de ces engagements,
- l'intégration des critères de responsabilité sociale dans la constitution du panel des fournisseurs et dans le retour d'expérience après réalisation des prestations,
- l'intégration dans la formation des acheteurs, prescripteurs et acteurs du processus d'achats de modules portant sur la sous-traitance socialement responsable.

En 2012, comme en 2011, un programme de 57 audits de développement durable a été réalisé à partir d'un référentiel fondé sur les normes SA 8000 et ISO 14001 et d'une analyse de criticité, concernant des fournisseurs d'EDF implantés partout dans le monde. L'analyse détaillée des audits de 2011 a montré que 93 % des audits ont des résultats « satisfaisants » ou « acceptables avec commentaires ».

L'analyse des audits 2012 est actuellement en cours de réalisation.

#### 6.6.3.4 Santé et sécurité des consommateurs

En France, EDF propose à ses clients particuliers un service de Diagnostic Sécurité Électrique, en partenariat avec Consuel<sup>1</sup>. Ce service visant la sécurité des installations électriques intérieures propose la visite d'un technicien qualifié : contrôle des points clés de sécurité de l'installation électrique privative du client dans toutes les pièces accessibles de son logement, vérification du respect des exigences minimales de sécurité au regard de la norme UTE XP C 16-600 « État des installations électriques des immeubles à usage d'habitation ». Un rapport de diagnostic est délivré au client, recensant les éventuelles anomalies constatées et les risques encourus associés. Des conseils génériques pour y remédier sont délivrés, idéalement à faire réaliser par un électricien professionnel. En 2012, 1 776 diagnostics sécurité électrique ont été vendus.

## 6.6.4 Dispositifs de reporting

L'engagement de transparence vis-à-vis des parties prenantes s'exerce à travers l'action de *reporting* et de notation extra-financière. EDF publie annuellement un rapport de développement durable sur son site internet, qui analyse les impacts environnementaux, sociétaux et sociaux des activités industrielles et commerciales du Groupe.

### Reporting extra-financier

Le *reporting* s'appuie sur les indicateurs extra-financiers définis par la *Global Reporting Initiative*, s'inscrit dans le cadre des obligations de la loi française NRE et de l'article 225 de la loi Grenelle 2 (décret d'application du 24 avril 2012) et s'adosse aux engagements internationaux du *Global Compact*, dont le Groupe est parmi les premiers signataires.

1. Consuel (Comité national pour la sécurité des usagers de l'électricité) est une association reconnue d'utilité publique chargée du visa d'attestations de conformité des installations électriques des habitations neuves ou entièrement rénovées après leur éventuel contrôle.

Le contenu et la forme du *reporting* du Groupe sont l'objet d'une démarche de progrès continu : renforcement des *process* de remontées des données qualitatives ; publication d'une cartographie des modes de relation des sociétés du Groupe avec leurs parties prenantes ; publication des audits fournisseurs ; comparaison des performances d'EDF à celles de son secteur ; intégration de points de vue de parties prenantes (autorité de sûreté, prestataires, clients) ; simplification des parcours d'accès à l'information pour l'internaute ; intégration d'infographies pédagogiques (enjeux environnementaux, sociétaux et sociaux pour les activités du Groupe) ; publication des résultats des évaluations des agences de notation extra-financières.

Le Groupe s'est également engagé dans une démarche progressive de vérification de la qualité de ses indicateurs par ses Commissaires aux comptes.

Pour l'exercice 2012, le collège des Commissaires aux comptes a émis un rapport exprimant une assurance raisonnable sur les indicateurs « émissions de CO<sub>2</sub> (pour la production d'électricité et de chaleur) » et « effectif total fin de période réparti par sexe et par âge » et une assurance modérée sur une sélection d'indicateurs environnementaux et sociaux.

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.

La synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux est disponible en annexe E du présent document de référence.

## Notation extra-financière

En mars 2012, EDF a été admis par le *FTSE4Good Policy Committee* au sein du prestigieux index *FTSE4Good* à la suite d'une analyse indépendante approfondie et au regard de leurs critères sociaux, environnementaux et de sûreté nucléaire. EDF fait donc désormais partie des cinq opérateurs nucléaires mondiaux qui répondent aux critères stricts développés et suivis par le *FTSE4Good Policy Committee*.

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. Depuis 2012, EDF est également membre des indices Vigeo France 20, Vigeo Europe 120 et Vigeo World 120. En 2012, EDF a obtenu une note de 55/100.

EDF répond également au *Carbon Disclosure Project* (« CDP »).

En 2012, 81 % (405) des sociétés du classement *Global 500* ont répondu au questionnaire du CDP, avec en France un taux de 97 % pour le CAC 40, révélateur de l'importante implication des plus grandes entreprises françaises en matière de transparence et de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

Pour l'année 2012, EDF a obtenu 87 au score de transparence (+ 25 points par rapport à 2011) et B à la note de performance.

Les filiales et participations du groupe EDF développent leur *reporting* extra-financier, que ce soit par l'élaboration d'un rapport annuel de développement durable (Edison en Italie, ERDF, Électricité de Strasbourg), l'intégration de leurs enjeux de développement durable dans leur rapport d'activité (UTE Norte Fluminense au Brésil) ou par la publication d'engagements et d'indicateurs sur leur site internet (EDF Energy au Royaume-Uni, CENG aux États-Unis).

