



Facteurs de risque

4

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

4.1

Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF

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

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

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

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

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

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

4.1.1.1 PRINCIPES DE GESTION ET DE CONTRÔLE DES RISQUES

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

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

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

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

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

RTE-EDF TRANSPORT

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

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

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE – ERDF

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

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

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

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

4.1.1.2 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

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

4.1.1.2.1 CADRE DE GESTION DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.1.1.2.2 ORGANISATION DU CONTRÔLE

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



Facteurs de risque

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

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

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

4.1.1.3 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS FINANCIERS

4.1.1.3.1 CADRE DE GESTION DES RISQUES FINANCIERS

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

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

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

4.1.1.3.2 ORGANISATION DU CONTRÔLE

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

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

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

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

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

4.1.1.3.3 RISQUE DE LIQUIDITÉ

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

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

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

4.1.1.3.4 RISQUE DE CHANGE

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

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

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

4.1.1.3.5 RISQUE ACTIONS

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

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

4.1.1.3.6 RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

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

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

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

4.1.1.3.7 RISQUE DE CONTREPARTIE

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

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

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

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

4.1.2 Gestion des risques industriels et environnementaux

4.1.2.1 GESTION DU RISQUE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

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

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

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

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

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



4.1.2.2 GESTION DU RISQUE DE SÛRETÉ HYDRAULIQUE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Par ailleurs, en France :

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

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

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

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

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

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

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

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

4.1.3 Assurances

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.1.3.1 ASSURANCES RESPONSABILITÉ CIVILE (HORS RESPONSABILITÉ CIVILE NUCLÉAIRE)

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

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

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

4.1.3.2 ASSURANCE RESPONSABILITÉ CIVILE DES MANDATAIRES SOCIAUX

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

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

4.1.3.3 ASSURANCE DOMMAGES (HORS BIENS NUCLÉAIRES)

4.1.3.3.1 PROGRAMME DOMMAGES CONVENTIONNELS

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

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

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



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

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

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

4.1.3.3.2 COUVERTURE DES RISQUES « CONSTRUCTION »

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

4.1.3.3.3 COUVERTURE TEMPÊTES

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

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

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

4.1.3.4.1 RESPONSABILITÉ CIVILE

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

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

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

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

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

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

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

4.1.3.4.2 ASSURANCES DOMMAGES AUX INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

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

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

4.1.4 Gestion des crises

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

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

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

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

4.2

Facteurs de risque

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

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

Les risques présentés ci-dessous concernent :

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

4.2.1 Risques liés aux marchés européens de l'énergie

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.2.2 Risques liés aux activités du Groupe

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

Les réseaux de distribution aériens du Groupe, y compris ceux de RTE-EDF Transport, ne bénéficient d'aucune couverture « Dommages aux biens ». Le programme de couverture spécifique de son réseau de distribution aérien contre le risque tempêtes, mis en place par le Groupe après la tempête de décembre 1999 (voir section 4.1.3.3 (« Couverture tempêtes »)) a expiré en décembre 2008. Par conséquent, le Groupe envisage actuellement des mécanismes de couverture alternatifs. En raison de l'absence de couverture, des dommages à ces réseaux aériens pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Le Groupe est exposé à des risques financiers.

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

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

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

4.2.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Cette situation :

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

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

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

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

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

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

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

Risques liés au transport du combustible nucléaire.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

¹ Sauf pour Nine Mile Point 2 : 58 ans.



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

Toutefois :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

L'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.

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

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

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

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

Le Groupe a constitué des provisions pour couvrir les dépenses prévues de déconstruction et pour derniers cœurs, y compris EnBW et CENG. L'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Facteurs de risque

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

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

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

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

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

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

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

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

Risques liés aux acquisitions et cessions.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Risques liés aux systèmes d'information.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Risques liés à la dimension internationale des activités du Groupe.

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

VOLATILITÉ SIGNIFICATIVE DU COURS DES ACTIONS.

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

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

FLUCTUATION DU TAUX DE CHANGE.

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

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

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

4.3

Facteurs de dépendance

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

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

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

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

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

Dans le domaine du cycle du combustible nucléaire

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

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

¹ Hors achats de combustible.



Facteurs de risque

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

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

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

Dans le domaine du développement et de la maintenance des centrales

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

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

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

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