

EDF

Mardi 31 juillet 2012

Conférence téléphonique présidée par Henri Proglio

avec la participation de Thomas Piquemal

— **Henri Proglio** : Bien, bonjour à tous, je suis avec Thomas Piquemal et nous sommes heureux de vous accueillir à cette conférence concernant les résultats du premier semestre de 2012. Compte tenu du format adopté, je vous rappelle que les slides de cette présentation sont accessibles sur notre site Internet. Alors, les chiffres-clés du premier semestre de 2012. Dans un contexte général difficile, que ce soit sous l'angle économique mondial ou celui des contraintes opérationnelles, je crois pouvoir dire qu'EDF a réalisé de bonnes et solides performances : un chiffre d'affaires à plus de 36 milliards d'euros représentant une croissance de plus de 8 %, et de 7,1 % organique, un EBITDA lui-même en croissance de 4,6 % à plus de 9 milliards d'euros et de 3,3 % de croissance organique essentiellement portée par les énergies nouvelles et la distribution en France. Ces bons chiffres nous permettent d'afficher un résultat net part du groupe en hausse de 4,6 % à 2,768 milliards d'euros et, surtout, un résultat net courant à près de 3 milliards d'euros marquant une progression significative de plus de 10 %, ce qui souligne une progression forte des résultats opérationnels sur ce semestre. Permettez-moi d'insister sur les progrès récurrents de la rentabilité d'EDF. Donc, de bonnes performances, d'autant plus satisfaisantes que le deuxième trimestre s'est avéré plus compliqué, mais nous allons y revenir.

En juin 2012, l'endettement financier net s'élève à 39,7 milliards d'euros. Il comprend notamment l'effet attendu de la prise de contrôle d'Edison et un déficit cumulé de CSPE de 4,5 milliards d'euros. Le ratio d'endettement financier net sur EBITDA est de 2,5x. - Thomas vous détaillera plus précisément ces chiffres. Je souhaiterais avant cela vous dire quelques mots sur nos résultats opérationnels, qui figurent en slide numéro cinq. Ces résultats opérationnels affichent une progression grâce à un portefeuille d'activités diversifiées. Les analyses de ces résultats illustrent parfaitement ce propos dans un contexte difficile, leur progression globale prouve la pertinence d'un portefeuille d'activités diversifiées issues du

modèle intégré spécifique d'EDF. Vous vous souvenez qu'en 2011 la performance exceptionnelle de la production nucléaire avait permis de compenser une baisse de la production hydraulique qui était liée l'année dernière à une année de sécheresse historique. Sur ce premier semestre 2012, nous observons exactement le phénomène inverse particulièrement concentré sur le deuxième trimestre pour des raisons aisément compréhensibles. Dans la production nucléaire en France comme en Grande-Bretagne, nous avons eu, surtout au deuxième trimestre, un nombre de jours d'arrêts programmés élevé. Ils se sont accompagnés en France de prolongations d'arrêts plus importantes en particulier sur les mois de mai et juin. Thomas, là aussi, va y revenir plus en détail. Tout à fait logiquement, ces arrêts ont perturbé la production, qui se trouve en recul de 10,6 TWh en France par rapport au premier semestre 2011, nous conduisant à revoir nos objectifs de production nucléaire à 415 TWh environ contre les 420 à 425 qui étaient prévus. Cette baisse relative de la production nucléaire après une année 2011 particulièrement élevée ne remet en rien en cause la politique d'investissements soutenue que nous menons, en particulier le programme de remplacement des grands composants, qui a déjà largement porté ses fruits.

Au Royaume-Uni, pour les mêmes raisons qu'en France, la production recule de 1,2 TWh, mais l'objectif d'une production annuelle supérieure à 55 TWh est maintenu pour 2012. En revanche, et ceci compense cela, les énergies renouvelables ont connu un niveau élevé d'activité. Tout d'abord, avec une forte hausse de la production hydraulique de près de 42 % soit 6 TWh. Cette hausse, liée à une gestion efficace des stocks d'eau a également bénéficié d'un retour à des conditions climatiques nettement plus favorables, mais, vous avez pu vous en rendre compte en France, le deuxième trimestre a été particulièrement pluvieux.

Pour poursuivre dans le renouvelable, EDF Energies Nouvelles a également connu un excellent semestre avec la forte hausse des productions éoliennes et solaires en Europe mais aussi en Amérique du Nord. Elles ont augmenté de plus de 35 % dans l'éolien et de 40 % dans le solaire grâce à des conditions climatiques favorables et à la mise en service de nouveaux parcs : trois parcs solaires sont également en cours de finalisation en France à Toul, Massangis et Crucey en avance sur le planning et, au total, ce sont près de 2 450 MW de capacités qui sont en cours de construction dans le monde sans compter les prises de position récentes d'EDF Energies Nouvelles sur les marchés marocain et sud-africain.

Enfin, pour terminer sur les performances opérationnelles, il faut souligner celles de la distribution soutenues par une hausse des volumes liée notamment au contexte climatique de

ce semestre ainsi qu'à l'augmentation des tarifs d'acheminement intervenue en août 2011. Donc globalement, mis à part le nucléaire, pour des raisons ponctuelles, les performances opérationnelles sont au rendez-vous. Elles montrent une fois de plus l'intérêt de notre mix de production diversifié, qui permet de glisser des aléas conjoncturels et d'assurer le niveau de production requis. Ces résultats sont aussi le fruit des investissements opérationnels réalisés à hauteur de près de 5,9 milliards d'euros en hausse de 22,5% par rapport au premier semestre de 2011. Les deux tiers de ces investissements concernent la France avec notamment l'augmentation de 30 % des investissements dans la qualité des réseaux.

Ce semestre est également marqué par l'avancée des grands projets en France et en Europe qui conforte notre stratégie dans cette zone, déployée sur cinq grands pays-clés dans lesquels EDF bénéficie d'une présence et de positions fortes. La slide 6 vous en présente les principaux moteurs attestant notre dynamisme. Donc, sur nos positions européennes, EDF renforce ses positions dans cinq pays-clés commençant par la France, pays sur lequel EDF mène actuellement deux chantiers industriels qui figurent parmi les plus importants du pays mais aussi d'Europe : Flamanville 3 et le terminal méthanier de Dunkerque

Pour l'EPR de Flamanville, nous en avons déjà parlé, je ne m'étendrai pas beaucoup plus si ce n'est pour rappeler que l'ASN, l'autorité de sûreté, a validé les évolutions du contrôle commandes en avril dernier et que plus de 90 % du génie civil est désormais réalisé.

Je m'arrêterai en revanche plus longuement sur le chantier du terminal méthanier Dunkerque, chantier exemplaire, chantier de dimension européenne tant par son tour de table, puisque nous sommes associés au belge FLUXYS à hauteur de 25 % et à TOTAL à hauteur de 10 %, que par sa conception. Ce terminal sera raccordé, fait unique, à deux marchés, la France et la Belgique, et représente environ 20 % de la consommation française et belge de gaz naturel. D'une capacité commerciale de 13 Gm³ par an, il sera capable d'accueillir les plus gros méthaniers du monde et sa mise en service est prévue pour 2015. Il est après Flamanville le deuxième chantier industriel le plus important de France aussi bien en montant d'investissements (il représente plus d'un milliard d'euros) qu'en termes de nombre d'heures travaillées. Il est aussi bien sûr une chance pour le tissu industriel de la région Nord-Pas-de-Calais, 88 % des marchés liés à ce chantier ont été attribués à des entreprises locales illustrant ainsi l'ancrage d'EDF dans les territoires. L'enjeu de ce terminal est beaucoup plus important qu'il n'y paraît avec deux bénéfices directs : d'abord permettre au groupe de se constituer un portefeuille diversifié en gaz naturel pour l'alimentation de ses propres centrales de

production d'électricité et par ailleurs renforcer la présence d'EDF sur les marchés du gaz du côté de ses partenaires européens. Enfin, pour rester dans le registre des grands chantiers français, il faut rappeler le succès d'EDF Energies Nouvelles qui a remporté avec ALSTOM trois des quatre appels d'offre dans l'éolien off-shore, soit la construction de 1 500 MW et la création d'environ 7 500 emplois directs et indirects. Flamanville, Dunkerque et l'éolien off-shore, voilà de beaux exemples d'investissements au service de l'industrie française avec des créations d'emplois significatives ! Mais, nous l'avons souvent dit et répété, notre marché domestique est bien sûr l'Europe avec un pays-clé dans le dispositif : l'Italie. Sur le deuxième trimestre, nous avons franchi de nouvelles étapes dans le rachat d'Edison, désormais plateforme de développement de nos activités globales dans le gaz. Après la prise de contrôle d'Edison finalisée le 24 mai dernier, nous conférant 80 % des titres, nous avons, conformément à la réglementation boursière, lancé une offre publique sur le solde des 20 % restants, qui se clôturera le 3 août à l'issue de laquelle EDF détiendra plus de 90% d'Edison.

Cette opération majeure nous permet de prendre une position de leader en Italie, Edison étant le deuxième gazier du pays et le troisième électricien avec 7 GW de capacités de production, dont nous avons désormais pleinement le contrôle et qui sont complémentaires à celles du groupe EDF. J'aimerais surtout vous en rappeler les enjeux, correspondant à notre vision sur l'avenir énergétique d'Europe: Dunkerque, Edison, développements connexes en Italie, tous ces grands projets dans le gaz menés de front et en forte cohérence doivent ouvrir à une plus grande sécurité d'approvisionnement alors même que la production en Mer du Nord pourrait à moyen terme s'éteindre.

Autre pays dans lequel EDF occupe la place de premier producteur d'électricité, le Royaume-Uni, bien sûr, qui a connu au deuxième trimestre trois avancées majeures pour y poursuivre notre développement. Tout d'abord, en mai dernier, avec la présentation par le gouvernement britannique du projet de loi sur l'énergie, instaurant le mécanisme nommé « Contract For Difference », encourageant les développements dans les énergies « bas carbone » dont fait partie le nucléaire. Les modalités restent à définir et, en fonction des conditions économiques fixées, nous serons alors en mesure de prendre la décision finale d'investir ou non dans les projets du nouveau nucléaire avant la fin de cette année. Mais aussi l'autorisation de prolonger de sept ans la durée d'exploitation des centrales nucléaires de technologies AGR par rapport à la date de fermeture prévue lors de l'acquisition de British Energy en janvier 2009. Et enfin les essais pour la mise en service de la première unité de la centrale cycle combiné gaz de West Burton dans le Nottinghamshire. Les trois unités de cette centrale d'une

capacité totale de 1 305 MW seront définitivement mises en service d'ici la fin de l'année. Comme vous le voyez, EDF, acteur de premier plan en France, en Italie et au Royaume-Uni poursuit son développement pour y détenir des positions fortes au service de toute l'Europe. Cette stratégie réaffirmée vaut également pour deux pays dans lesquels EDF occupe d'ores et déjà des positions-clés: la Pologne, marché très important sur lequel nous sommes présents depuis 14 ans avec plus de 4 000 salariés, premier investisseur étranger et troisième producteur d'électricité avec de l'ordre de 24 % des parts du marché polonais de la biomasse, EDF fournit près de 10 % de l'électricité, 15 % du chauffage urbain. Enfin, nous sommes en Pologne un des leaders de production d'énergie à partir de biomasse avec 1,5 TWh d'électricité produite à partir de 1,2 million de tonnes de biomasse. Donc position forte pour EDF sur ce marché.

Tout comme en Belgique, dont nous avons moins l'habitude de parler alors que nous sommes à travers d'EDF Luminus le deuxième acteur du marché belge de l'énergie avec près de 13 % de la capacité de production nationale, 20 % de parts de marché, 1,6 million de clients et plus de 1 000 salariés.

Voilà, je souhaitais faire ce point rapide de positions fortes en Europe compte tenu des développements qui ont connu des avancées majeures au cours de ce semestre. Les prises de contrôle récentes d'Edison et d'EDF Energies Nouvelles au bon moment pour le Groupe permettent de renforcer les expertises d'EDF confortant ainsi son modèle unique d'opérateur intégré. EDF est aujourd'hui plus fort pour répondre aux défis du monde de l'électricité avec notamment une forte croissance de la demande.

Enfin, je voudrais vous parler d'un métier peu connu et particulièrement stratégique dans le contexte actuel, une activité plus transversale à laquelle on rend peu justice alors qu'elle est essentielle pour l'équilibre de notre propre offre/demande du parc de production en Europe, je parle d'EDF Trading. Activité adossée à des actifs industriels physiques, donc à une économie réelle, EDF Trading est l'interface du Groupe avec les marchés. Acteur incontournable et leader des marchés de gros de l'électricité en Europe et en Amérique du Nord, le rôle d'EDF Trading est donc tout à fait prépondérant pour gérer et optimiser l'offre et la demande de l'ensemble du portefeuille de production du groupe EDF. À titre d'exemple, EDF Trading a négocié en 2011 environ 4 000 TWh d'électricité en Europe et aux États-Unis, 560 milliards de thermies de gaz naturel, près de 500 millions de tonnes de charbon et plus de 300 millions de tonnes de CO₂. C'est donc une activité tout à fait essentielle puisqu'elle

permet de capter le maximum de valeur des actifs physiques d'EDF avec de surcroît un avantage non négligeable : elle est peu consommatrice de capitaux.

Voilà autant de raisons d'être confiant dans l'avenir d'EDF et qui nous conduisent en toute logique à confirmer nos objectifs à court et à moyen termes sur lesquels Thomas reviendra en fin de présentation. Et je lui laisse d'ailleurs tout de suite la parole.

- **Thomas Piquemal** : Bien merci, Henri. Je vous souhaite tout d'abord bonjour, chacun et chacune d'entre vous. Je vais donc maintenant vous détailler et vous expliquer nos résultats semestriels. À commencer tout d'abord par quelques informations sur la présentation de nos comptes et les méthodes comptables que nous avons retenues pour ce premier semestre, qui sont identiques à celles du semestre précédent à une exception près qui concerne les engagements du personnel postérieurs à l'emploi. Nous avons procédé à un retraitement de la colonne 2011 que nous avons publiée sur notre site Internet, ce retraitement étant destiné à anticiper une norme et à limiter la volatilité sur notre compte de résultats. Par ailleurs, en termes de périmètre, nous consolidons Edison à 100 % en intégration globale à 80 % en intérêt économique, mais totalement dans nos comptes, à partir de la fin du mois de mai, c'est-à-dire que nous l'avons à 50 % en contribution dans notre compte de résultats jusqu'à la fin mai. Les chiffres-clés, vous les connaissez, le président, Henri Proglio, vous les a présentés tout à l'heure. Ils sont en progression par rapport au premier semestre 2011 : un EBITDA de 9,075 milliards d'euros en hausse de 3,3 % à périmètre et change constant, résultat net part du groupe de 2,768 milliards d'euros en hausse de 4,6 % et un résultat net courant en hausse de plus de 10 % à 2,945 milliards d'euros par rapport au premier semestre 2011. Ces résultats sont supérieurs à nos attentes. Vous vous en souvenez peut-être, nous nous attendions à une performance opérationnelle stable sur le premier semestre 2012 par rapport au premier semestre 2011 du fait du calendrier des arrêts programmés dans notre parc de production en France et aussi au Royaume-Uni et nous avons fait mieux que prévu pour deux raisons principales. La première tient au contrôle de nos coûts en France et au Royaume-Uni et la deuxième, à une performance remarquable d'EDF Energies Nouvelles sur ce semestre par rapport au semestre précédent. Je reviendrai naturellement dans le détail de mes explications.

La dette s'établit à 39,7 milliards d'euros. Ce chiffre représente 2,5 fois l'EBITDA, qui est le plafond que nous nous sommes fixé en termes de ratio d'endettement. Ce chiffre de dette, 39,7 milliards d'euros, inclut les 4,5 milliards d'euros de déficit cumulé de CSPE et aussi la

première consolidation d'Edison, pour plus de 2 milliards d'euros. Il s'agit là de la consolidation à 100 % de la dette d'Edison au 30 juin ainsi qu'un effet atypique sur notre besoin en fonds de roulement lié notamment au climat et je vais vous le détailler dans le cadre de ma présentation. La page suivante montre l'évolution du chiffre d'affaires, qui est en hausse, croissance organique, donc à périmètre et change constants, de 7,1 % porté par la croissance de la France, 1,2 milliard d'euros. Il s'agit là de l'effet des tarifs, mais aussi de la vague de froid sur la partie régulée.

L'autre pays en forte croissance en termes de chiffre d'affaires, c'est l'Italie : + 500 millions d'euros du fait de la hausse des prix sur le marché, mais hausse qui ne s'est pas traduite par une amélioration des marges loin s'en faut, au contraire : les marges ont poursuivi leur détérioration en Italie sur le premier semestre. Croissance de l'EBITDA de 3,3 %, grâce à une progression de la France, 359 millions d'euros d'EBITDA en plus. La dégradation qui est présentée ici au Royaume-Uni est en fait une dégradation purement en effet d'optique comptable du fait de l'arrêt de la comptabilisation d'un certain nombre d'actifs qui avaient été reconnus lors de première consolidation du bilan de British Energy, en 2008, qui représente environ une baisse de 100 millions d'euros de l'EBITDA ainsi qu'un calendrier d'arrêts programmés prévus au Royaume-Uni sur ce premier semestre 2012. Je le dis tout de suite, la performance au Royaume-Uni est conforme, voire un peu meilleure qu'attendue. L'Italie est en retrait de 30 millions d'euros. Je vous l'ai dit, les marges ont poursuivi leur dégradation sur ce semestre et vous le voyez sur la partie droite, EDF Energies Nouvelles a connu une progression de son EBITDA de 141 millions d'euros sur ce semestre par rapport au semestre précédent. L'EBITDA en hausse de 3,3 % à périmètre et change constants, une charge d'amortissement à peu près stable par rapport à l'année précédente. Nous avons là deux effets qui se compensent, à peu de choses près. Tout d'abord, une hausse de notre dotation aux amortissements liée à notre effort qui se poursuit en matière d'investissements, mais aussi l'effet favorable de l'extension de la durée de vie que nous avons constaté au Royaume-Uni sur le parc des AGR à 7 ans d'extension de durée de vie constatée sur ce premier semestre. Les pertes de valeur sur nos produits d'exploitation sont de 194 millions d'euros en opérationnel, je vais vous les détailler tout à l'heure, ce qui donne une progression de l'EBIT de 2,9 % à 5,602 milliards d'euros.

Comme vous le voyez en page suivante, notre charge financière est restée parfaitement stable par rapport au premier semestre 2011. Là aussi, la hausse des frais financiers liée à la hausse de l'encours de dettes a été compensée par un certain nombre de plus-values sur des titres et

des produits financiers que nous avons enregistrés sur ce semestre. La charge d'impôt est supérieure en valeur absolue, mais le taux effectif d'impôt est à peu près comparable. Au cours de l'année précédente, nous avons enregistré un certain nombre de charges exceptionnelles, qui faussent de façon optique cette charge d'impôt. À noter, la forte hausse du résultat net des entreprises associées, des entreprises mises en équivalence. Il s'agit là principalement de RTE, dont nous détenons 100 %, mais qui est consolidée par mise en l'équivalence sur cette ligne. Forte progression du résultat net du fait notamment de la vague de froid au mois de février. Au global, un résultat net part du groupe qui progresse de 4,6 % et de 10,3 % lorsque nous retraisons les éléments non récurrents. Je rappelle que c'est bien sur le résultat courant net d'impôt que nous appliquons le taux de pay-out qui permet de définir le taux de politique de dividendes de l'entreprise pour lequel, vous le savez, nous avons un objectif de 55 à 65 %. Des éléments non récurrents, que je vais maintenant vous détailler : 177 millions d'euros négatifs sur ce semestre contre pratiquement rien sur le premier semestre 2011. En fait, lors du premier semestre 2011, nous avons un effet positif, qui était la plus-value réalisée sur la cession d'EnBW, qui était compensée par un certain nombre d'éléments négatifs, le principal d'entre eux étant une provision sur la filiale Dalkia. Ces différents éléments s'annulaient donc sur le premier semestre 2011 alors que sur 2012, le principal élément négatif porte sur une dépréciation supplémentaire que nous avons dû reconnaître sur la participation que nous détenons dans CENG aux États-Unis. C'est une dépréciation qui reflète la dégradation qui s'est poursuivie notamment sur les prix du gaz et de l'électricité et le décalage à la baisse des courbes de forward qui nous amène donc à constater une provision supplémentaire de l'ordre de 300 millions de dollars.

Vous le voyez également sur cette ligne, la prise de contrôle d'Edison a occasionné une charge de 51 millions d'euros. Il s'agit là du net, de l'effet de première consolidation du bilan d'Edison. Les écritures comptables sont naturellement beaucoup plus complexes que l'impression que donne cette ligne-là. Nous avons procédé à la première réévaluation du bilan d'Edison au 30 juin et la réévaluation des différents actifs par rapport au prix d'acquisition et par rapport au prix de revient dans nos livres nous amène donc à un écart extrêmement marginal de 51 millions d'euros, écart qui donc naturellement sera compensé dans le futur par la synergie que nous pourrions développer sur cette activité.

Je vais maintenant détailler la performance en France et dans les grandes zones géographiques du monde à commencer, comme je l'ai dit, par la France, où du fait d'arrêts programmés plus nombreux sur le premier semestre 2012 ainsi que par des prolongations

d'arrêts, la contribution de la production nucléaire est en retrait de 392 millions d'euros par rapport au premier semestre 2011, en très grande partie compensée par une meilleure production hydraulique, de 276 millions d'euros. L'effet climat net sur le groupe, c'est-à-dire, c'est un effet net puisque la vague de froid a eu un effet positif sur l'EBITDA d'ERDF mais négatif sur le reste du Groupe en France du fait de la nécessité de se couvrir à des prix supérieurs aux prix auxquels nous vendons à nos clients. Et bien, le net des deux a constitué une charge de 100 millions d'euros sur le semestre. Pour avoir une vision globale de l'effet de la vague de froid, il conviendrait d'ajouter le résultat positif de RTE qui, comme je l'ai dit tout à l'heure, est comptabilisé sur la ligne des sociétés mises en équivalence. Et vous voyez là que le Groupe est globalement à peu près immunisé de ces effets climatiques totalement atypiques. C'est aussi dû, en grande partie dû, au grand effort et à la bonne maîtrise de l'optimisation par nos équipes d'EDF Trading et d'optimisation en France.

L'effet des tarifs et de la hausse des prix de marché de près de 400 millions d'euros sur l'EBITDA, il s'agit là principalement de l'effet de la hausse du tarif de distribution, d'acheminement. Le TURPE, plus de 140 millions chez ERDF. En revanche, la hausse de la part énergie dans le tarif intégré, puisque je rappelle que le tarif réglementé de vente est fixé de façon globale avec différentes composantes et que la part énergie, vous le voyez là, a eu une contribution en très faible hausse de 80 millions d'euros sur le premier semestre 2012. Nous avons également bénéficié d'une petite hausse des prix de marché sur le semestre. Les OPEX ont été maîtrisées : 230 millions de hausse des charges d'exploitation sur le semestre en partie liée, je dirais même presque à 50 % de cette hausse, liée aux mesures du plan Fillon, qui a été annoncé il y a quelque temps maintenant, et retraitée de cet effet de mesure exceptionnelle, la hausse de nos OPEX en France est inférieure à l'inflation, ce qui témoigne de nos efforts de maîtrise de nos coûts sur ce semestre. Les autres effets portent sur ERDF, notamment les taux de perte enregistrés et aussi la fin d'un mécanisme TaRTAM sur lequel je ne vais pas m'étendre plus que nécessaire puisque c'est un mécanisme qui est terminé depuis le 30 juin 2011. Le bilan électrique qui vous est présenté en page suivante fait apparaître d'ailleurs pour la première fois sur le semestre, puisque ça n'existait pas sur le semestre 2011, les ventes, vous le voyez sur la partie droite à l'ARENH, dans le cadre de la réforme du marché français, 30 TWh. Je continue sur la partie de droite pour expliquer que la consommation des clients à 199 TWh est en hausse de 6 TWh, mais uniquement liée à l'effet climat qui explique une hausse de la consommation de l'ordre de 8 TWh et les moins 2 TWh restants étant liés à notamment une baisse de part de marché dans le haut de portefeuille.

Je signale simplement que, sur ce premier semestre, la consommation, et c'est assez atypique pour être souligné, la consommation en France est assez stable retraitée naturellement des effets climatiques, consommation stable voire en recul dans le domaine industriel des grandes entreprises. Sur la partie gauche, qui donne la production et achat, vous voyez que nucléaire est en retrait de 11 TWh. Nous attendions un retrait de l'ordre de 8 TWh, mais ce qui est plus marqué du fait d'un mois de juin plus difficile, je vais y revenir dans un instant, alors que l'hydraulique a eu une production en hausse de 6 TWh. C'est ce qui explique, comme je le disais tout à l'heure, notamment les grandes variations de l'EBITDA sur la partie française, sur le parc de production. La production nucléaire, comme c'est présenté page suivante, était à peu près équivalente à la production du semestre précédent et nous attendions un recul de l'ordre de 8 TWh sur le semestre du fait de la campagne des arrêts programmés. Ce recul est plus marqué, vous le voyez, du fait du mois de juin. Nous avons connu au cours du mois de juin des prolongations d'arrêts, notamment sur le palier N4 et liées à des vérifications complémentaires que nous faisons naturellement en lien avec l'autorité de sûreté nucléaire. De ce fait, notre objectif de production nucléaire est revu à la baisse, à 415 TWh alors que nous avions un objectif précédent compris dans une fourchette 420-425. Vous voyez en page suivante, notre programme d'arrêts était plus chargé sur le deuxième trimestre 2012 que sur le deuxième trimestre 2011 et nous avons donc eu des prolongations d'arrêts, vous le voyez dans les différents codes couleurs, et des arrêts fortuits notamment au cours du mois de juin. Certains de ces arrêts principaux devront se terminer au cours du mois d'août ou bien en septembre.

La production hydraulique est en forte hausse, + 41,8 % sur le semestre. Elle était en hausse sur les 3 premiers mois de l'année. Cette hausse s'est accélérée sur le reste du semestre. Une bonne production sur les 3 premiers mois de l'année alors que, vous le voyez en page suivante, qui donne la courbe d'hydraulicité, le semestre est vraiment inversé à la fin du mois de mars ou plutôt du mois d'avril. Sur la première partie de l'année, le niveau de l'hydraulicité était très bas, comparable aux niveaux que nous avons connus en 2011. Pourtant, et je vous l'ai dit juste avant, la production hydraulique était en hausse, ce qui témoigne de la bonne gestion de notre réserve hydraulique par notre service d'optimisation en fin d'année 2011. Grâce aux conditions proches des maximums que nous avons connues sur la deuxième partie du semestre, nous bénéficions désormais d'un niveau de stocks hydrauliques au niveau des moyennes historiques à fin de juin 2012, ce qui permet de confirmer notre objectif de production hydraulique sur l'année 2012.

Au Royaume-Uni, la performance opérationnelle est en ligne voire très légèrement supérieure à nos attentes. Pourtant, on ne le croirait pas en voyant les chiffres de variation puisque l'EBITDA est en retrait de 16,1 % à périmètre et change constant, mais là aussi j'insiste sur le fait qu'il faut retraiter, comme nous le faisons depuis maintenant plusieurs mois, l'impact de la revalorisation à juste valeur du bilan d'acquisition de British Energy, écriture purement comptable constatée lors de la première comptabilisation du bilan de British Energy. Retraité de cet élément, l'EBITDA est en retrait de 8,3 % périmètre et change constants, ce qui reflète principalement le calendrier des arrêts programmés et, même si ça n'a pratiquement pas d'impact sur notre marge, une légère baisse du volume du segment B2B du fait d'un marché très concurrentiel. Je confirme notre objectif d'une hausse de la production nucléaire au Royaume-Uni par rapport à l'année précédente. Cet objectif de performance au mois de juin est tout à fait en ligne avec cet objectif. Le bilan électrique qui vous est présenté sur la page suivante n'appelle pas de commentaires particuliers additionnels de ma part. J'ai déjà évoqué la légère érosion du portefeuille de B2B. Sinon, sur la partie gauche, vous voyez une hausse de la production du thermique fossile. Les centrales à charbon, + 4 TWh du fait de dark spreads plus favorables sur le semestre. En Italie, la hausse du chiffre d'affaires, + 16,5 % tout compris, Edison et FENICE, ne s'est malheureusement pas traduite en augmentation de l'EBITDA, loin s'en faut. L'EBITDA est en retrait de - 14 %, ce qui témoigne de la poursuite de la dégradation des marges. Vous le savez, notre enjeu en Italie, c'est la renégociation des contrats de gaz ou bien l'obtention d'arbitrage favorable. Le calendrier, à ce titre, est confirmé, c'est un des grands enjeux de notre deuxième semestre et nous nous attendons à des décisions sur cet aspect-là d'ici la fin de l'année pour deux contrats sur trois.

La prise de contrôle d'Edison est donc effective. Depuis fin mai, nous détenons près de 80 % d'Edison et que nous intégrons globalement dans nos comptes depuis cette date. Cette opération est conforme à notre objectif. C'était de prendre le contrôle d'Edison en limitant au maximum le décaissement à réaliser. Vous voyez qu'il est limité à 100 millions d'euros et l'effet sur notre endettement vient principalement de la consolidation de la dette existante d'Edison. Cent millions d'euros, c'est grâce au fait que nous avons acheté les 50 % de la holding de contrôle que nous ne détenions pas, mais nous avons vendu, Edison a vendu, les 50 % de la société EDIPOWER, ce qui fait qu'au global, pour EDF, c'est une prise de contrôle avec un décaissement extrêmement limité. Nous avons réalisé l'allocation provisoire du prix d'acquisition, procédé à la réévaluation d'actifs dont la marque, et au global je précise tout de suite que, pour les années futures, cette réévaluation de bilan a un effet extrêmement

marginal sur nos comptes, aucun effet sur l'EBITDA, un effet très faible sur notre résultat net qui sera compensé par les synergies attendues sur lesquelles j'ai déjà eu l'occasion de m'exprimer. Le bilan électrique d'Edison vous est présenté en page suivante. Peu de commentaires à faire sinon une baisse de la production hydroélectrique chez Edison du fait des niveaux des réservoirs et de la pluviométrie localement. Mais au-delà de ce bilan électrique propre à Edison, je crois que ce qui est le plus important, c'est de parler de l'évolution du marché italien où nous avons connu des baisses de consommation significatives dans le domaine de l'électricité retraitées des effets saisonniers et nous avons connu une hausse globalement de la production de renouvelables, ce qui entraîne naturellement une baisse des marges et un effet de squeeze sur les cycles combinés à gaz qui s'est poursuivi. Tout ceci était naturellement connu et anticipé lors de la prise de contrôle d'Edison. Je l'ai dit, notre enjeu, c'est la renégociation des contrats de gaz sur le deuxième semestre.

Sur le segment Autre International, vous le voyez, l'EBITDA est en recul, à périmètre et change constants, de 17 %. Je crois pouvoir dire qu'une des constantes sur ces différents segments géographiques est l'évolution défavorable des conditions économiques, certes, mais aussi de la régulation, que ce soit en Belgique avec le gel des prix, que ce soit en Europe centrale et orientale avec, par exemple, en Hongrie, le support à la cogénération qui a été supprimé, la Slovaquie où nous connaissons une baisse des marges ou la Pologne, notamment dans le domaine du combustible biomasse. Tout ceci, ainsi que l'impact de la baisse des prix aux États-Unis, explique principalement le recul de l'EBITDA dans nos activités dans le reste du monde, que ce soit sur la plaque européenne continentale, aux États-Unis ou au Brésil, même si au Brésil la comparaison est difficile par rapport à une année 2011 qui était excellente, et d'ailleurs, sur ce semestre 2012, nous avons connu une baisse de rentabilité uniquement liée à un arrêt, pour maintenance, de deux turbines à gaz. En revanche, dans le segment des autres activités, la performance est tout à fait remarquable: + 28,4 % principalement porté par la bonne performance d'EDF Energies Nouvelles, + 70 % de contribution à l'EBITDA grâce à la production à la fois en éolien et en solaire, le président Proglio vous l'a mentionné tout à l'heure, et aussi face à l'activité soutenue de Vente d'Actifs Structurés, qui fait partie des activités traditionnelles d'EDF Energies Nouvelles. EDF Trading a une performance qui est en recul marginal, mais conforme à nos attentes du fait de conditions de marché difficiles en Amérique du Nord.

Ces bons résultats opérationnels expliquent, ainsi que d'ailleurs le contrôle de la charge financière et un taux d'impôt qui reste normal, la forte amélioration de notre cash flow opérationnel, vous le voyez page suivante : + 10,4 % de croissance du cash flow opérationnel à 6,586 milliards d'euros. Malheureusement, malgré cette hausse de cash flow opérationnel, notre cash flow libre est négatif de 1, 756 milliards d'euros du fait, certes, de la hausse des investissements, sur laquelle je vais revenir, mais surtout d'une dégradation du BFR puisque vous voyez que l'augmentation de notre besoin en fonds de roulement explique un décaissement net sur la période de 2,5 milliards d'euros. Dans ce chiffre vous trouvez la hausse du déficit de compensation de la CSPE, pour 700 millions d'euros environ. Les deux autres effets que je tiens à mentionner, le premier, c'est un effet atypique sur le BFR, sur le compte client en France, atypique du fait du climat doublement atypique que nous avons connu en décembre 2011 et en juin 2012. Un mois de décembre 2011 qui était particulièrement doux et un mois de juin qui était à l'inverse particulièrement frais, ce qui explique que nous ayons un compte client atypique sur ces deux dates et donc environ 700 millions d'euros liés uniquement à cet effet climatique. L'autre effet dégradation du BFR est lié à Edison. Sur la période, la dette d'Edison augmente de près de 500 millions d'euros du fait de la dégradation du BFR qui est en partie liée à des effets climatiques et saisonniers sur le montant de titrisation et de cessions de créances client, mais aussi sur des retards de paiement à la fois en Italie et en Égypte. Voilà ce qui explique principalement les effets sur le besoin en fonds de roulement et dont, certains d'entre eux seront corrigés d'ici la fin de l'année ou bien sont atypiques du fait de ces effets climatiques que j'ai évoqués.

Les investissements sont en hausse de 1 milliard d'euros. Sachant que notre objectif global d'investissements sur l'année, comme j'avais déjà eu l'occasion de l'indiquer, est d'environ 12 milliards d'euros, sur le semestre une hausse d'un milliard d'euros qui s'explique par trois grands domaines. Tout d'abord, le renouvelable : + 455 millions d'euros d'investissements principalement liés à l'accélération de notre programme d'investissements aux États-Unis puisque l'année 2012 nous permet encore de bénéficier d'un certain nombre d'incitations à investir. Au Royaume-Uni, nous avons investi pour 350 millions d'euros de plus que lors du premier semestre 2011, principalement du fait du démarrage de certains projets dans le renouvelable et de l'accélération des investissements dans le domaine du nouveau nucléaire. Enfin, en France, où l'effort s'est poursuivi de façon considérable avec un exemple dans le domaine des réseaux, où l'enveloppe d'investissements globale est en hausse de 13 %, dont

30 % dans la qualité et la sécurité du réseau. Ce qui explique donc la hausse de près d'un milliard d'euros de nos investissements sur le semestre.

Un cash flow libre négatif donc de 1,8 milliard, une dotation aux actifs dédiés qui s'est poursuivie sur le semestre pour 400 millions, le versement du dividende, la première consolidation ainsi que des variations de périmètre ou des acquisitions pour 600 millions d'euros. La première consolidation d'Edison pour 2,4 milliards d'euros explique la hausse de la dette sur le semestre de 33,3 milliards d'euros à 39,7 milliards d'euros. Je crois qu'il est important de souligner que cette dette, 39,7 milliards d'euros, permet de financer le déficit de compensation de la CSPE pour 4,5 milliards d'euros, déficit, comme je viens de le dire, que nous finançons et pour lequel EDF ne reçoit aucune compensation au titre du coût de portage et cette dette permet également de financer les grands projets de développement à la hauteur de 11,2 milliards d'euros. Je pense que ce chiffre mérite d'être souligné puisque peu de groupes, je crois, financent autant de projets dans le développement, ce qui est naturellement un réservoir de croissance significatif pour les profits du groupe dans le futur. Dans ces 11,2 milliards d'euros, vous trouvez plus de 2 milliards de projets de renouvelables et 9 milliards d'euros d'autres projets, que ce soit dans le domaine du nouveau nucléaire en France, au Royaume-Uni, en Chine, dans le domaine des cycles combinés à gaz avec West Burton en Angleterre, qui est en phase de test, ou bien dans d'autres domaines, notamment dans les infrastructures gazières comme Dunkerque, qu'évoquait le président tout à l'heure.

Cette dette représente donc 2,5 fois notre excédent brut d'exploitation qui est le maximum de ratio d'endettement que nous nous sommes fixé. C'est la raison pour laquelle nous avons pour objectif de poursuivre et d'intensifier nos efforts afin de trouver une solution au problème de déficit de compensation de la CSPE. Nous avons depuis quelques semaines maintenant entamé les discussions sur ce thème-là et nous avons également la volonté de revoir notre trajectoire de charges et d'investissements d'ici la fin de l'année. C'est la raison pour laquelle je suis en mesure de confirmer l'ensemble de nos objectifs tels que je les avais annoncés en février de cette année et confirmés lors de la conférence téléphonique du premier trimestre. Vous les connaissez, il s'agit d'objectifs de croissance des résultats: de 4 à 6 % d'excédent brut de l'exploitation, de 5 à 10 % du résultat net courant avec un objectif de taux de distribution qui s'applique sur le résultat net courant de 55 à 65 % et donc un ratio de dette sur EBITDA inférieur à 2,5x, témoignant de notre volonté de maîtriser notre structure de financement et de conserver une structure très solide. Pour 2012, nos objectifs sont tout à fait conformes à ces chiffres avec un objectif de dividende au moins stable par rapport au

dividende versé au titre de 2011. Naturellement, le grand enjeu pour 2012, comme je l'ai déjà évoqué en début d'année lors de la conférence téléphonique du premier trimestre, c'est la renégociation des contrats de gaz chez Edison sur cette deuxième partie de l'année, une hypothèse que nous retenons, comme je l'ai indiqué plusieurs fois dans la confirmation de nos objectifs pour l'année 2012. Voilà, j'en ai terminé avec cette présentation. Naturellement, nous sommes à votre disposition pour répondre à vos questions.

— **Crédit Suisse, Michel Debs** : « Pouvez-vous nous faire le point sur le crédit d'Edison, son timing, son coût et les derniers développements? »

— **Thomas Piquemal** : L'OPA sur Edison est en cours. Elle sera clôturée le 3 août. Nous attendons les résultats pour décider ce que nous ferons à la suite de cette procédure obligatoire. Ce que je peux vous dire, c'est que j'ai lu dans le journal la déclaration d'un minoritaire qui détient environ 10 % du capital, qu'il apporterait les titres à l'OPA, la raison pour laquelle le président Proglia a mentionné tout à l'heure le fait que nous serions, si ceci se produit, à plus de 90 % du capital. Pour le reste, je n'ai aucun commentaire à faire sur le déroulement de l'OPA. Nous attendons les résultats et nous prendrons une décision sur la suite à mener en matière de cotation ou pas à l'issue des résultats, donc après le 3 août.

— **Martin Young de Nomura** : Toujours sur Edison, confirmez-vous que la renégociation des deux contrats gaziers permettra de gagner 600 millions sur le second semestre en EBITDA? Quel contrat restera-t-il à négocier et quel sera le calendrier? »

— **Thomas Piquemal** : Alors, 600 millions, c'est effectivement l'hypothèse que nous avons retenue pour notre prévision 2012. Les deux contrats qui sont en cours d'arbitrage sont les contrats avec le Qatar et avec la Libye. Il nous en restera un troisième qui est avec l'Algérie, dont nous espérons soit une renégociation soit un arbitrage en 2013.

— **Martin Young, Nomura** : « Compte tenu de vos bons résultats au premier semestre de 2012, pourquoi ne pas augmenter vos perspectives 2012 dans l'ensemble de l'année? »

— **Thomas Piquemal** : Je crois que, je l'ai dit tout à l'heure, les résultats témoignent d'un effort particulier que nous avons entrepris sur les coûts, effort aussi sur l'accélération d'un certain nombre de cessions dans le domaine du renouvelable. Nous donnons déjà des fourchettes de prévision du résultat : 5 à 10 % de croissance du résultat net. Je crois qu'aller au-delà serait inutile étant donné en plus, comme je l'ai dit tout à l'heure, que nous revoyons aussi notre production nucléaire un peu à la baisse, à 415 TWh. J'ai déjà eu l'occasion de dire

que notre priorité va à la croissance du résultat net, mais au-delà de ce que j'ai déjà dit rien à rajouter.

— **Thierry Deleuze** : Question maintenant sur la CSPE et la France. « La CSPE se monte à 4,5 milliards à la fin juin. Quelles sont vos anticipations à la fin 2012 et quelles sont les possibilités de règlement de ce déficit que vous envisagez? »

— **Henri Proglia** : La CSPE, avec les taux actuels, augmente d'environ un milliard par an. On a fait un peu plus au premier semestre à 700 millions sur le semestre. Le sujet, c'est au fond d'obtenir dans la négociation une rémunération à la fois du portage, comme l'a précisé Thomas tout à l'heure, c'est-à-dire au fond de ne pas être impacté dans le compte de résultat par les coûts de portage dont vous pouvez déduire vous-mêmes qu'ils sont significatifs, et puis, par ailleurs, d'avoir un étalement de la récupération des fonds qui nous permette à la fois de ne pas impacter la hausse des factures et donc la capacité à faire évoluer le tarif de l'énergie à l'intérieur des factures d'électricité et de s'assurer d'une récupération dans le temps. Donc, cette discussion a été engagée avec les pouvoirs publics. C'est une de nos actions prioritaires, qui devrait déboucher d'ici la fin de l'année.

—**Vincent de Blic de JP Morgan** : « Thomas, vous aviez indiqué au premier trimestre un EBITDA de 8,5 et un résultat net de 2,5. Les résultats d'EBITDA et les résultats nets à fin juin sont nettement au-dessus de ceux qui avaient été indiqués. Quels sont les principaux effets qui expliquent cette meilleure performance? »

— **Thomas Piquemal** : Déjà il y a un effet purement comptable : vous rajoutez 100 millions liés aux changements de méthodes comptables sur les engagements postérieurs à l'emploi. Je l'ai mentionné en introduction. Ensuite, nous avons deux grands effets, je vous l'ai dit, c'est le contrôle des OPEX, des charges opérationnelles, en France et au Royaume-Uni, avec un effort massif que nous avons mené au cours du semestre. Le renouvelable, qui s'est très bien comporté grâce à des volumes de production plus élevés que prévus. Mais aussi grâce à des cessions d'actifs structurés qui ont pu se réaliser sur ce semestre, l'une d'entre elles en anticipation de ce que nous avons prévu sur le deuxième semestre. Et enfin je mentionnerais également un effet de change, qu'il était difficile de prévoir, de l'ordre de 80 millions d'euros.

— **Martin Young de Nomura**: Sur la France, quelles sont vos attentes en termes d'augmentation du prix de l'ARENH et le calendrier potentiel de ces hausses?

— **Henri Proglia** : Le sujet de l'ARENH est un peu plus compliqué puisque que vous savez que c'est un raisonnement au deuxième degré puisque l'ARENH, qui a été instaurée par la loi NOME sur l'ouverture du marché, est destinée à fixer un tarif évolutif qui, pour évoluer, implique que l'écart, le différentiel entre le tarif et donc le prix de cession soit réduit. Alors, ça implique une évolution des tarifs, qu'ils soient jaunes, bleus ou verts, c'est-à-dire des tarifs aux particuliers ou aux industriels. On compte en deuxième lieu les indexations de l'ARENH qui interviennent. Ça ne sera pas le cas en 2012, à l'évidence, et donc c'est un sujet de négociation à double détente, évolution des tarifs encore une fois, donc négociation avec les pouvoirs publics et puis évolution de l'ARENH dans un deuxième temps qui sera la conséquence de l'évolution des tarifs. Voilà ce qu'on peut dire à ce jour. Évidemment, la discussion est en continu. On ne peut pas faire de spéculations ou d'anticipations sur les décisions qui seront arrêtées.

— **Arnaud Joan de Cheuvreux** : Alors toujours suivi sur l'ARENH, quelles sont les hypothèses d'évolution de l'ARENH que vous retenez dans votre guidance 2011-2015?

— **Thomas Piquemal** : Nous ne donnons pas de détails sur nos hypothèses, nous avons fixé un cadre, nous nous sommes assignés à nous mêmes des objectifs et nous avons livré d'ailleurs au cours des différentes périodes de résultats. Et je m'en tiendrai là. Je ne vais pas détailler la totalité de nos hypothèses d'autant plus que nous avons une négociation, comme vient de l'indiquer le président Henri Proglia, à venir.

— **Crédit Suisse, Michel Debs** : « Peut-on faire un point sur l'avancement du programme synergie? »

— **Thomas Piquemal** : Oui. Et d'ailleurs, c'est aussi une raison pour laquelle nous sommes capables de maîtriser nos OPEX, de faire un gros effort de contrôle de nos coûts. Le programme suit son cours, nous avons réalisé une slide en annexe des différents documents, que nous mettons en libre accès sur notre site Internet, qui vous donne la décomposition des gains que nous avons opérés. Nous avons réalisé sur le premier semestre un peu plus de 300 millions d'euros, ce qui est même en avance sur l'objectif que nous nous sommes fixé sur l'année. Au-delà de ce programme de synergie, nous avons une action particulière sur un certain nombre de coûts bien identifiés dans le Groupe, sur lesquels je ne vais pas m'étendre, mais j'avais notamment parlé des coûts du système informatique. Nous en avons identifié d'autres sur lesquels une action particulière est tout à fait méritée et d'ailleurs commence à

produire ses effets. Mais le programme synergies/transformations tel qu'annoncé en juillet 2011 suit son cours et progresse normalement.

— **Andrew Moulder de Crédit Sights** : On revient sur Edison, il y a des rumeurs sur le fait que vous auriez besoin de passer des dépréciations d'actifs sur l'acquisition d'Edison. Donc il pose la question de savoir « Est-ce que les 51 millions que vous avez mentionnés dans vos slides seront le seul impact visible pour ces réévaluations d'actifs ou dévaluations d'actifs. »

— **Thomas Piquemal** : Alors nous avons procédé à la première détermination du bilan, donc de la consolidation et réévaluation du bilan d'Edison dans nos comptes. À l'issue de ces travaux, réalisés avec un expert, confirmés par nos commissaires aux comptes, l'impact sur nos comptes est de 50 millions d'euros. À la suite de ces travaux, nous avons de mémoire douze mois pour finaliser conformément aux normes comptables cette allocation du prix d'acquisition. Je n'ai pas connaissance d'éléments qui nous amènent aujourd'hui à changer cela. C'est la raison pour laquelle sur la base des informations que j'ai dans le contexte actuel, il n'y a aucune raison d'anticiper un quelconque mouvement à la baisse ou à la hausse. D'ailleurs sur cet aspect-là, je veux simplement, au-delà de toute cette complexité comptable, sur laquelle je n'ai pas vraiment envie de m'étendre, sauf si vraiment vous le souhaitez, je dirais que dans cette opération, en achetant à 89 centimes l'action, nous avons moyenné à la baisse par rapport à notre prix de revient complet d'acquisition d'Edison et que maintenant notre prix de revient moyen d'acquisition d'Edison est extrêmement proche, à 50 millions près, de la valeur réévaluée dans nos livres de cette société.

— **Damien de Saint Germain du Crédit Agricole** : « Sur les 600 millions d'EBITDA en 2012 liés à l'arbitrage chez Edison, quelle sera la partie récurrente et quelle sera la partie one-off ? »

— **Thomas Piquemal** : Je ne souhaite pas donner de détails plus avant. À nouveau, nous avons un arbitrage en cours, ce sont des enjeux considérables pour le Groupe. Je tiens simplement à le mentionner pour vous donner les hypothèses qui sous-tendent nos prévisions, il s'agit comme je l'ai dit d'un grand enjeu pour nous. Mais je n'ai pas du tout l'intention de détailler plus avant ni nos hypothèses ni nos demandes naturellement.

— **Bertrand Lecourt de Deutsche Bank** : ., « Vous aviez une guidance de 15,4-15,7 sur l'EBITDA pour 2012. Est-ce que celle-ci tient compte des renégociations des contrats gaz

d'Edison de 600 millions? Ça, c'est la première question sur Edison et je préciserai la seconde après votre réponse ».

— **Thomas Piquemal** : Bon, les guidances, je les donne en pourcentage. Ensuite, il suffit de faire les calculs. Je crois que simplement ce que je peux ajouter, c'est que, par rapport au consensus qui est publié sur notre site Internet, je suis à l'aise avec les chiffres dans le consensus à la fois en termes d'EBITDA et de résultat net.

— **Bertrand Lecourt de Deutsche Bank** : « Quelle évolution de l'EBITDA et de l'EBIT anticipez-vous pour la distribution sur l'ensemble de l'année 2012 à climat moyen? Et quel est l'impact éventuel du contrat Exeltium sur la seconde partie de l'année? »

— **Thomas Piquemal** : Je crois qu'on donne déjà beaucoup de détails sur nos perspectives, donc je ne vais pas détailler la croissance. EDF connaît une très bonne performance sur ce premier semestre qui tient, certes, à l'effet climat, certes, à l'effet TURPE mais aussi aux efforts de maîtrise des coûts, aux efforts de maîtrise et de contrôle des redevances, effort qui se poursuivra sur la deuxième partie de l'année. Donc on s'attend effectivement à des performances en hausse pour ERDF sur l'année 2012 par rapport à l'année 2011. Quant à Exeltium, nous verrons. J'ai commenté notre objectif de ratio de dette sur EBITDA, notre engagement à le tenir. Le fait, que nous lançons un plan d'action sur nos coûts, sur nos investissements. Le fait est que nous avons entamé maintenant depuis quelques semaines, le président Proglío vous a donné plusieurs détails, des discussions sur la CSPE. Je crois que ce qui est important, c'est ça : c'est notre engagement à tenir notre ratio d'endettement et notre structure financière très solide.

— **Thierry Deleuze** : Trois dernières questions avant de passer aux questions audio. Première question sur la baisse de l'objectif de production nucléaire : « Quelles en sont les raisons et quel sera l'impact sur le Kd à moyen terme? »

— **Thomas Piquemal** : Alors, « quelles en sont les raisons? », c'est des prolongations d'arrêt et des opérations de maintenance qui sont plus longues que prévues notamment sur le palier N4 depuis le mois de juin. Ces corrections et donc la résolution de ces problèmes se réaliseront pour certains d'entre eux en août ou bien courant septembre et donc ces retards de deux-trois mois, que j'évoque sur certaines tranches à nouveau, expliquent que nous baissions. Il s'agit de tranches qui sont extrêmement puissantes, le pallier N4. C'est la raison pour laquelle nous baissions notre objectif de production nucléaire. Quant au Kd, l'impact sur

le Kd futur, là je parle d'impacts sur 2012, il s'agit de prolongations d'arrêt et donc, dès que c'est réglé, ça n'a pas d'impact sur le Kd futur.

— **Thierry Deleuze** : Toujours sur le nucléaire : « Pouvez-vous nous donner une nouvelle vision sur le plan d'investissements opérationnels nucléaires sur les 5 à 10 prochaines années? »

— **Thomas Piquemal** : Non, je ne peux pas puisque je vous indiquais que nous allons le revoir, le Groupe va le revoir, d'ici la fin de l'année. Évidemment, sans rien changer à nos objectifs, nos prévisions d'investissements en matière de sûreté et de maintenance, mais en ce qui concerne le nucléaire au global nous avons plusieurs autres aspects et donc tout ce qui concerne la trajectoire d'investissements du Groupe que j'avais annoncée en février 2011 nécessitera d'être revu d'ici la fin de l'année. Je préciserai donc tout ça à nouveau plus tard, en février 2013, conformément à ce que je vous ai évoqué tout à l'heure.

— **Thierry Deleuze** : Avant-dernière question : « Compte tenu de la bonne performance de votre business renouvelable, quels sont vos plans de développement pour le renouvelable dans le futur? »

— **Henri Proglío** : Écoutez, le plan de développement du renouvelable dans le futur, il est par définition fonction à la fois des opportunités et deuxièmement des pays dans lesquels nous exerçons cette activité. Comme vous l'avez vu, c'est une activité très internationale avec des points de concentration sur les pays prioritaires pour EDF. C'est là que la convergence des stratégies entre celles d'EDF et celles d'EDF énergies nouvelles porte ses fruits. Nous avons un plan de développement très ambitieux et en même temps un plan de maîtrise des investissements et du CAPEX net qui est également totalement conforme et qui rentre dans la logique et la stratégie financière du Groupe. Ça veut dire deux choses. Ça veut dire que la valeur ajoutée d'EDF Energies Nouvelles dans son domaine de compétence, c'est à la fois l'amont du cycle, c'est-à-dire le développement de recherche et de sélection des sites, toutes les procédures de négociations et de permitting qui, au fond, sont les plus vitales pour cette activité-là, c'est-à-dire la qualité des projets, la capacité à les concevoir, à les porter et à les faire aboutir. Et puis, deuxièmement, en aval du cycle, la gestion du parc de production ainsi constitué. Entre les deux, la propriété de ces équipements, qu'il s'agisse d'éoliens ou de photovoltaïque, est moins importante et donc la partie dont on voit d'ailleurs les traces dans les comptes de 2012 qui consistent au fond à concevoir, porter, faire le design-built et la gestion de ces installations, de ces développements, est plus importante que la partie de

propriété patrimoniale des actifs correspondants et s'accommode bien de la cession en cours de route d'une partie des activités développées avec les plus-values correspondantes obéissant ainsi à la fois au respect des ambitions du Groupe de détenir la maîtrise de la technologie et d'être à l'origine des développements et, deuxièmement, de garder la gestion intégrée du système électrique issue de ces développements. C'est ça qui est la partie stratégique. Donc, oui, on a un plan de développement très ambitieux, beaucoup plus ambitieux que les CAPEX nets, qui sont de l'ordre de 1,2 milliard d'euros alloués à EDF EN. Donc ça, c'est la partie qui restera dans nos comptes. La partie de développement peut être très significativement supérieure. Elle l'est actuellement.

— **Franck Bataille du Crédit Suisse** : « Quelle sera la politique de financement d'EDF à l'égard d'Edison? EDF vise-t-il un retour de notation d'Edison dans la catégorie *investment grade*? »

— **Thomas Piquemal** : Le groupe EDF dispose d'un montant de liquidités extrêmement significatif, donc naturellement la question du refinancement d'Edison ne se pose plus du tout dans les mêmes termes. Tout ceci est en train d'être étudié en détail et je ne veux pas faire de commentaire sur la façon dont nous traiterons le financement existant sinon dire que nous allons attendre les échéances et nous verrons. Ceci est en cours d'analyse.

— **Benjamin Leyre d'Exane** : Oui, bonjour. Effectivement, j'aurais trois questions, s'il vous plaît. Tout d'abord, quelle est votre vue sur la possibilité technique de fermer les deux tranches de Fessenheim sans causer de problèmes de stabilité du réseau ? Deuxième question, sur votre endettement, est-ce que vous maintenez votre objectif d'être sous 2,5 fois de ratio Endettement net sur EBIDTA d'ici la fin de l'année? Et lié à une telle question, est-ce que le paiement d'un dividende intérimaire en cash serait une variable potentielle d'ajustement? Et troisième question, si je puis me permettre, vous indiquiez au premier trimestre un montant de 4 milliards d'euros de résultat net courant si tous les contrats gaz en Italie étaient renégociés. Est-ce que vous maintenez cette estimation? Merci beaucoup.

— **Henri Proglia** : Je prends le volet sur Fessenheim. Je ne vais commenter le sujet de Fessenheim au-delà. Le RTE, donc notre filiale de transport, a communiqué un rapport au début de l'année sur l'équilibrage du réseau précisant effectivement que l'Alsace, que l'équilibre du réseau français ne pouvait être assuré que si une capacité de production du même type était installée en Alsace, que c'était une condition absolue d'équilibrage du réseau pour des raisons qui tiennent à la fois au réseau français, mais aussi aux interconnexions avec

les réseaux voisins. Et par conséquent, il faut intégrer cette dimension dans la question posée. Je n'irai pas au-delà dans la réponse bien sûr.

— **Thomas Piquemal** : Pour les questions financières, oui, notre objectif reste d'avoir un ratio de dette sur EBITDA inférieur à 2,5x. Je l'ai dit, nous avons de grands enjeux et notamment celui de poursuivre l'effort sur la CSPE, celui de revoir notre trajectoire d'investissements nets et de charges, mais notre objectif, je le confirme, c'est d'être inférieur à 2,5x pour le ratio dette sur EBITDA. Quant aux dividendes, nous avons un objectif de payout, 55 à 65 % du résultat net courant. Il ne m'appartient naturellement pas de faire un quelconque commentaire à savoir si c'est en cash ou en titres. En revanche, au-delà de ce que je viens de dire, c'est-à-dire aucun commentaire sur le fait de savoir si c'est en cash ou en titres, je tiens quand même à préciser un élément, c'est que, puisqu'il me semble avoir lu des inexactitudes ici ou là : en aucun cas les actionnaires minoritaires ne pourraient avoir l'obligation d'accepter les dividendes en titres. C'est-à-dire que, le Groupe l'a fait dans l'historique, dans l'hypothèse où EDF déciderait, je ne suis pas du tout en train de dire que c'est quelque chose qui se fera et que nous allons y procéder ou autre, je parle en pure théorie, dans l'hypothèse où le groupe EDF décidait de proposer une option de versement du dividende en titres, les actionnaires minoritaires auraient la faculté de le prendre en cash. C'est la réglementation boursière et c'est comme ça. Donc en aucun cas, en théorie, les actionnaires minoritaires n'auraient l'obligation de prendre un dividende en titres. Enfin, effectivement j'avais dit que si tout était au vert, nous pourrions approcher 4 milliards d'euros de résultats net. Si vous faites le calcul de 5 à 10 % de croissance du résultat net sur le chiffre corrigé de la modification du traitement comptable que j'évoquais tout à l'heure, vous voyez qu'en haut de fourchette, vous devez arriver autour de 4. À nouveau, c'est si tout est au vert. Moi, ma priorité, c'est de vous donner une vision d'ici la fin de l'année qui soit conforme au levier dont nous disposons. Ma vision, c'est 5 à 10 % de croissance du résultat net et nous serons dans la fourchette.

— **Philippe OURPATIAN de Natixis** : Bonjour, M. Proglia, M. Piquemal. J'ai trois questions. La première concerne EDF EN : est-ce qu'on peut avoir une idée du montant des DVAS qui sont dans l'EBITDA, puisque c'est effectivement un métier assez récurrent mais avec une saisonnalité qui peut être forte? La deuxième question concerne l'IS : est-ce qu'on peut avoir une idée de votre taux en fin d'année pour pouvoir cadrer un peu le bas du compte de résultat? Et le dernier point concerne Dalkia : Est-ce qu'on pourrait avoir une idée de la contribution Dalkia à l'EBITDA sur le semestre? Merci.

— **Thomas Piquemal** : Alors la contribution Dalkia sur le semestre est en léger recul du fait de certaines provisions qui sont passées sur notamment les comptes clients en Italie. Je dirais, de mémoire comme ça, mais il faudrait vérifier les chiffres, c'est de l'ordre de 30 millions d'euros. Mais il faut vérifier ce chiffre. La charge d'impôt du Groupe, le taux effectif d'impôt est de l'ordre d'un tiers. Je crois que c'est un taux qui est conforme à ce qui peut être utilisé dans les modèles. Enfin, EDF EN, là je demande un petit moment pour trouver l'information. Je dirais que c'est environ une centaine de millions d'euros de contribution des DVAS. Alors il est vrai, vous avez raison de dire que la saisonnalité peut être variée sur les DVAS et d'ailleurs à ce titre nous attendons une accélération du programme de DVAS sur le deuxième semestre. C'est la raison pour laquelle les investissements d'EDF Energies Nouvelles sont assez élevés sur le premier semestre. Et au global, sur l'année, nous ferons moins de 1,2 milliard d'euros d'investissements nets dans le domaine du renouvelable.

— **Myriam Cohen, d'Alpha Value** « Pourriez-vous nous développer les conséquences de la réforme du marché de l'énergie en Angleterre pour EDF? »

— **Henri Proglia** : Écoutez, le gouvernement britannique a décidé de la mise en œuvre d'une nouvelle démarche qui est en fait, au travers du contrat qui a été dénommé « Contract For Difference », qui ressemble à ce qu'on pourrait appeler en français un contrat de garantie de recettes, c'est-à-dire que fondamentalement, les pouvoirs publics négocient avec les opérateurs un prix cible et un revenu correspondant, un prix du mégawatt et donc un revenu lié aux opérations, qui s'inscrit ensuite dans une bande passante. C'est-à-dire que si on dépasse les revenus correspondants et donc si le marché porte les développements, à ce moment-là l'opérateur doit reverser à due concurrence aux pouvoirs publics le supplément. Si à l'inverse les conditions de marché font qu'on est en dessous de ce qui a été défini comme le bas de la bande passante, alors il y a un complément de revenu provenant de subventions. C'est un sujet qui est en cours de discussion. Alors après il reste évidemment à définir au travers de la négociation les structures de bandes passantes, c'est-à-dire au fond, les éléments, les paramètres qui conduisent à élaborer cette bande passante. Bien entendu en corrélation étroite avec le marché puisque, comme vous le savez, les Britanniques souhaitent qu'on reste très proche du marché et que par conséquent la compétitivité reste l'élément fondamental de détermination de tout cet équilibre économique. Et c'est la raison pour laquelle ils ont par ailleurs prévu ce qui s'appelle le « Carbon floor », le prix plancher du carbone, qui rentrera en complément d'objet direct de la détermination de cette bande passante. Voilà l'ensemble des paramètres qui vont conduire à l'équilibre économique des nouveaux projets en Grande-

Bretagne, qu'ils soient nucléaires ou qu'ils soient d'ailleurs liés aux autres énergies. Alors, c'est un sujet en cours de discussion. On ne peut pas élaborer aucun raisonnement à partir d'une négociation qui s'ouvre. Elle sera évidemment menée à bien pendant la deuxième moitié de l'année avant que la décision sur le lancement des grands projets ne soit à l'ordre du jour en fin d'année.

— **Emmanuel TURPIN de Morgan Stanley**: Bonjour à tous, Emmanuel Turpin, Morgan Stanley. J'ai 3 questions SVP. Premièrement, en revenant sur les raisons qui vous poussent à revoir éventuellement votre programme de CAPEX d'ici à la fin de l'année, le premier semestre était meilleur que prévu, les difficultés en production nucléaire sont temporaires et donc je voulais savoir ce qui vous poussait à effectuer ce passage en revue. Et j'imagine que pour les CAPEX, il est trop tôt, j'imagine, pour quantifier ce que vous avez en tête, mais directionnellement, est-ce que ce serait plutôt des réductions en France ou à l'étranger? Deuxième question, SVP, comme est déjà anticipé le débat sur l'énergie prévu à l'automne en France, lors de vos discussions avec le gouvernement, pensez-vous que ce débat de l'automne pourrait être l'opportunité de revoir la copie sur des thèmes financiers ou tarifaires, par exemple, à soutenir structurellement le dossier CSPE ou est-ce que vous comptez revoir ce qui est en dehors d'un débat plus global? Est-ce qu'à l'automne on pourrait aussi reparler des mécanismes tarifaires ou, au contraire, est-ce que ce débat sur l'énergie à l'automne sera essentiellement de politiques énergétiques long-terme, donc sur le dossier nucléaire? Et pour finir une question un peu plus technique, nous avons lu le rapport de la CNEF demandant de revoir le taux d'actualisation que vous utilisez pour vos productions nucléaires. Est-ce que vous pensez que c'est un sujet de discussion avec vos auditeurs d'ici la fin de l'année ou est-ce que vous pensez que le taux d'actualisation à 5 % est correct? Merci.

— **Thomas Piquemal** : Je vais prendre la première question, qui porte sur la trajectoire de CAPEX : « Pourquoi alors que nous avons des résultats supérieurs à nos attentes? » Tout simplement parce que nous nous sommes engagés à respecter un ratio d'endettement de 2,5x, parce que la solidité financière est un des éléments extrêmement importants pour le groupe compte tenu de ses perspectives de développement et puis parce que nous avons des grands enjeux devant nous, que ce soit la négociation de la trajectoire d'ARENH, que ce soit la négociation avec la CSPE. Voilà deux exemples parmi d'autres. Et compte tenu du fait que notre objectif est vraiment de respecter un ratio d'endettement maîtrisé, nous devons tout prévoir et donc envisager éventuellement de revoir un certain nombre de paramètres de notre trajectoire financière, la trajectoire que j'avais annoncée l'année dernière en matière de coûts

et d'investissements. Maintenant, malheureusement, vous comprenez que je ne peux rien vous dire de plus puisque le travail a commencé et se poursuivra jusqu'à l'automne naturellement et je dirai s'il y a des modifications au plus tard en février 2013. Pour la question sur le taux d'actualisation, il n'y a pas de question car les commissaires aux comptes l'ont validé au 30 juin, ce taux sera revu comme d'habitude à chaque clôture en tenant compte des conditions de marché et des caractéristiques à long terme des obligations sous-jacentes. On applique les principes comptables, qui sont ceux qui s'imposent à nous, et à ce compte, je n'ai aucune raison d'annoncer une quelconque modification de ce taux, mais il fera l'objet d'une revue traditionnelle lors des opérations de clôture de nos comptes pour cette année.

— **Henri Proglia** : Sur la question du débat de l'énergie et des négociations avec l'État, enfin, débattre sur l'énergie, c'est un débat sur les orientations énergétiques du pays, qui n'a rien à voir avec les négociations en cours sur les conditions d'application de notre mission de service public. Le débat, on verra comment il s'oriente. En tout cas, c'est un débat de choix d'évolution du mix énergétique français vraisemblablement, probablement aussi complété par quelques considérations en matière d'économie d'énergie, en matière de réseaux, en matière d'optimisation de réseaux intelligents, etc... évidemment, il y a tous les sujets qui touchent au secteur de l'énergie en général. Donc laissons le débat se dérouler. Sur ce qui concerne l'application de nos négociations avec l'État sur les considérations qui tiennent à la fois à la gestion des tarifs, à la gestion des aspects annexes comme la CSPE, évidemment ces négociations seront tenues en parallèle et donc non pas dépendantes d'un débat philosophique ou technique sur l'avenir énergétique du pays. Il faut que ces négociations se tiennent dans des délais beaucoup plus courts et avec des cas d'application précis, donc conduiront à des décisions, je le souhaite, assez rapides. Donc elles auront lieu, ou elles ont lieu actuellement, et se continueront pour une décision avant la fin de l'année.

— **Thierry Deleuze** : Ceci clôt les questions que nous avons en audio. Bien entendu, l'ensemble de l'équipe de relations investisseurs se tient à votre disposition pour des questions plus techniques. Ne reste plus qu'à vous remercier et à vous retrouver pour la prochaine présentation du chiffre d'affaires au mois de novembre.

(Remerciements)