

N° 357

SÉNAT

SESSION ORDINAIRE DE 2006-2007

Annexe au procès-verbal de la séance du 27 juin 2007

RAPPORT D'INFORMATION

FAIT

*au nom de la mission commune d'information (1) sur la **sécurité d'approvisionnement électrique de la France et les moyens de la préserver,***

Par MM. Michel BILLOUT, Marcel DENEUX et Jean-Marc PASTOR,
Sénateurs.

Tome II : Auditions et déplacements

(1) *Cette mission commune d'information est composée de : M. Bruno Sido, président ; MM. Gérard Longuet, Pierre Laffitte, vice-présidents ; M. Michel Esneu, Mme Nicole Bricq, secrétaires ; MM. Jean-Marc Pastor, Marcel Deneux, Michel Billout, rapporteurs ; M. Jean-Paul Amoudry, Mme Marie-France Beaufils, MM. René Beaumont, Gérard César, Éric Doligé, Claude Domeizel, Philippe Dominati, Ambroise Dupont, Serge Lagauche, Mme Élisabeth Lamure, MM. Dominique Mortemousque, Jackie Pierre, Xavier Pintat, Daniel Raoul, Thierry Repentin, Henri Revol, Michel Sergent, Jacques Valade, André Vallet, Mme Dominique Voynet.*

SOMMAIRE

	<u>Pages</u>
AUDITIONS	5
AUTORITÉS ET ÉTABLISSEMENTS PUBLICS	5
<i>M. François Loos, ministre délégué à l'industrie - 24 janvier</i>	5
Commission de régulation de l'énergie (CRE) - 1^{er} février	
<i>M. Philippe de Ladoucette, président</i>	23
Commissariat à l'énergie atomique (CEA) - 11 avril	
<i>M. Alain Bugat, président du conseil d'administration et administrateur général</i>	33
Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) - 9 mai	
<i>Mme Michèle Pappalardo, présidente</i>	45
Autorité de sûreté nucléaire (ASN) - 22 juin	
<i>Courrier de M. André-Claude Lacoste, président</i>	59
PRODUCTEURS ET ENTREPRISES DE LA FILIÈRE ÉLECTRIQUE	63
Union française de l'électricité (UFE) - 14 mars	
<i>M. Pierre Bart, président</i>	63
Electricité de France (EDF) - 8 février	
<i>M. Pierre Gadonneix, président directeur général</i>	71
SUEZ - 28 mars	
<i>Gérard Mestrallet, président-directeur général</i>	87
ENDESA France - 22 février	
<i>M. Alberto Martin Rivals, directeur général</i>	101
Gaz de France (GDF) - 9 mai	
<i>M. Olivier Lecointe, directeur Electricité</i>	113
Total - 21 mars	
<i>M. Philippe Sauquet, directeur Stratégie Gaz Electricité</i>	123
Groupement des producteurs autonomes d'énergie hydroélectrique (GPAE) - 18 avril	
<i>Mme Anne Penalba, présidente, et M. Hugues Albanel, vice-président</i>	135
Syndicat des énergies renouvelables (SER) - 15 février	
<i>M. Jean-Yves Grandidier, vice-président</i>	147
AREVA - 2 mai	
<i>M. Bertrand Barré, conseiller scientifique auprès de Mme Anne Lauvergeon, présidente</i>	165
TRANSPORTEUR ET DISTRIBUTEURS	177
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - 1^{er} février	
<i>M. André Merlin, président du directoire</i>	177
Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) - 11 avril	
<i>M. Xavier Pintat, président</i>	193
Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG) - 16 mai	
<i>M. Gérard Vincent, président, et M. Gérard Lefranc, vice-président de la Fédération nationale des SICAE (FNSICAE)</i>	205
INTERMÉDIAIRES ET FOURNISSEURS	217
Association nationale des opérateurs détaillants en électricité (ANODE) - 22 février	
<i>M. Fabien Choné, président</i>	217
Bourse de l'électricité Powernext - 1^{er} février	
<i>M. Jean-François Conil-Lacoste, directeur général</i>	233
CONSOMMATEURS	241
Mouvement des entreprises de France (MEDEF) - 11 avril	
<i>M. Philippe Rosier, président du groupe Stratégies énergétiques et compétitivité</i>	241
Confédération générale des petites et moyennes entreprises (CGPME) - 28 mars	
<i>M. Jean-François Roubaud, président</i>	253

Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN) - 14 mars	
<i>M. Laurent Chabannes, président</i>	263
Comité de liaison des entreprises (CLEE) - 16 mai	
<i>M. Franck Roubanovitch, président, et M. Roland Gérard, vice-président</i>	279
ARKEMA - 14 mars	
<i>M. Nicolas de Warren, directeur des relations institutionnelles</i>	291
Consommation, Logement et Cadre de Vie (CLCV) - 21 mars	
<i>Mme Reine-Claude Mader, présidente</i>	303
EXPERTS ET UNIVERSITAIRES	315
<i>M. Jean-Michel Glachant, professeur en sciences économiques à l'université Paris XI - 16 mai</i>	315
<i>M. Bernard Laponche, ancien directeur général de l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie (ADÈME), expert en politique de l'énergie - 28 mars</i>	327
<i>M. Henri Prévot inspecteur général des mines et auteur du livre « Trop de pétrole ! Energie fossiles et réchauffement climatique » - 22 février</i>	337
<i>M. Pierre Radanne, auteur du livre « Energies de ton siècle ! Des crises à la mutation » - 8 février</i>	351
<i>M. Jean-Luc Thomas, professeur titulaire de la chaire d'électrotechnique au Conservatoire national des arts et métiers (CNAM) - 21 mars</i>	361
PERSONNALITÉS DIVERSES	375
Fédération nationale des mines et de l'énergie de la Confédération générale du travail (CGT) - 2 mai	
<i>M. Jean-Pierre Sotura, responsable des questions économiques et industrielles</i>	375
Compagnie européenne d'intelligence stratégique (CEIS) - 2 mai	
<i>M. Olivier Darrason, président</i>	385
Electricité de France (EDF) - 16 mai	
<i>M. Yves Bamberger, directeur de la recherche et du développement</i>	391
ENTRETIENS À L'ÉTRANGER	403
<i>Bruxelles - 5 et 6 mars</i>	403
<i>Allemagne - 2 au 4 avril</i>	417
<i>Pologne - 4 au 6 avril</i>	431
<i>Royaume-Uni - 18 et 19 avril</i>	443
<i>Italie - 23 et 24 avril</i>	455
<i>Suisse - 25 avril</i>	471
<i>Espagne - 26 et 27 avril</i>	479
VISITES DE SITES EN FRANCE	491
Centre national d'exploitation du système (CNES) de Réseau de Transport d'Electricité (RTE) à Saint-Denis - 2 mai	491
Centre de recherche et de développement d'Electricité de France (EDF) à Chatou - 3 mai	491
Centrale à cycle combiné à gaz DK6 de Gaz de France (GDF) à Dunkerque - 9 mai	492
Ferme éolienne de Total à Mardyck - 10 mai	492
Centre nucléaire de production d'électricité (CPNE) d'Electricité de France (EDF) à Gravelines - 10 mai	492

AUDITIONS

AUTORITÉS ET ÉTABLISSEMENTS PUBLICS

M. François Loos, ministre délégué à l'industrie **24 janvier**

M. Bruno Sido, président – Le 4 novembre 2006, un incident survenu en Allemagne a provoqué l'effondrement d'une partie du réseau d'approvisionnement électrique allemand et français. Suite à cet événement, l'un de nos collègues parlementaire a demandé la création d'une commission d'enquête. Après réflexion, le Sénat a opté pour une mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique de la France et les moyens de la préserver. J'ai l'honneur d'en être le président. Les trois rapporteurs ici présents, Jean-Marc Pastor, Marcel Deneux, Michel Billout et moi-même avons l'ambition de remettre nos conclusions le plus tôt possible. L'idéal serait que le ministre alors en exercice trouve notre rapport sur son bureau au lendemain des élections, en juin prochain. Par conséquent, je vous remercie d'avoir répondu si vite à notre très récente invitation. Nous y sommes très sensibles. La question principale est contenue dans l'appellation de notre mission. Nous avons certainement, toutes et tous, des questions à vous adresser. Je serai donc très bref. L'incident de novembre nous incite à réfléchir à l'avenir. En effet, tout dépend et dépendra de plus en plus de l'électricité. Par ailleurs, nous pouvons constater les difficultés éprouvées dans certaines régions françaises en cas de mauvaises conditions climatiques. Tout cela soulève des interrogations légitimes auxquelles vous êtes, M. le ministre, le mieux placé pour répondre. Après votre exposé liminaire, les rapporteurs, les membres de la mission et moi-même serons amenés à vous poser des questions.

M. François Loos, ministre délégué à l'industrie – Le 4 novembre 2006, le black-out de l'Europe a été évité et la réaction française s'est avérée exemplaire. Ce soir-là, vers 22 heures 10, cinq millions de consommateurs français se sont retrouvés dans le noir. Il en était de même pour plus de dix millions de consommateurs dans les différents pays de l'ouest de l'Europe.

Que s'est-il passé ? En moins de trente secondes, le réseau interconnecté européen s'est séparé en trois parties. La partie ouest, soit la France, l'ouest de l'Allemagne et le Benelux, s'est alors retrouvée avec un système qui recevait toujours de l'électricité en provenance de l'est, mais dont la production accusait brusquement un très fort déficit de 9 000 mégawatts

(MW), soit 9 tranches nucléaires. Ce déficit s'est traduit par une baisse automatique très rapide de la fréquence de 50 à 49 Hertz. Cette baisse a été accélérée par les déclenchements de très nombreux petits moyens de production décentralisée, principalement des co-générations et des éoliennes, pour une puissance cumulée de plus de 10 000 MW. Le déficit a ainsi doublé, passant de 9 000 à 19 000 MW. Cet événement est le plus grave et le plus spectaculaire qui ait jamais affecté le réseau électrique européen. Pour autant, le black-out a été évité et les coupures qui ont touché les consommateurs ont duré moins d'une heure.

La question est de savoir si cette panne était un événement imprévisible, contre lequel on ne pouvait pas, en conséquence, se prémunir. Selon toutes les conclusions des analyses conduites jusqu'ici, il n'en est rien. La panne qui a touché toute l'Europe a été provoquée par une erreur humaine, apparemment anodine, effectuée par l'entreprise E.ON, l'un des quatre gestionnaires du réseau allemand, au cours de la mise hors tension d'une ligne électrique située en Allemagne du Nord.

Pour comprendre comment un incident sur une seule ligne allemande a pu engendrer de tels troubles sur le réseau européen, il faut bien saisir la particularité des flux d'électricité qui se répartissent sur le réseau, suivant des lois physiques d'autant plus compliquées à modéliser que le réseau est grand. Ce travail de prévision des flux est mené par les pilotes du système électrique, que l'on appelle les « dispatcheurs ». Ils sont les seuls à pouvoir décider de mettre en service ou d'arrêter tel ou tel ouvrage.

Le 4 novembre 2006, les dispatcheurs d'E.ON ont commis l'erreur d'agir sans concertation suffisante avec leurs collègues des gestionnaires de réseaux voisins. Leur prévision de flux s'est par conséquent révélée erronée. Ils ont mal anticipé les événements consécutifs à la coupure de cette ligne. Ils ont alors constaté un phénomène « d'écroulements en cascade », autrement dit la coupure successive d'un grand nombre de lignes à très haute tension.

Pour autant, l'incident a été bien géré. En effet, la crise a été rapidement maîtrisée par les gestionnaires de réseaux et les parades mises en œuvre ont fonctionné. En moins de trois-quarts d'heure, la fréquence a été ramenée aux environs de la normale de 50 Hertz sur les trois réseaux séparés, ce qui a permis de les reconnecter entre eux. En effet, quand la fréquence sur une partie du réseau est inférieure à celle du reste du réseau, on ne peut les connecter sans risquer de bloquer l'ensemble. Quand la fréquence est redevenue suffisante, on a alors pu reconnecter. Dans le même temps, au fur et à mesure du rétablissement des marges de production par rapport à la consommation, les clients concernés par les coupures ont été à nouveau alimentés. Environ une heure après la crise, la situation était à peu près rétablie et la quasi-totalité des clients réalimentés.

En France, comme l'a confirmé la mission du Conseil Général des Mines que j'ai diligentée en novembre, Electricité de France (EDF) et son gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) ont été très réactifs.

Afin de contribuer à rétablir l'équilibre, des systèmes de sécurité ont immédiatement interrompu une partie de la consommation d'électricité. Ainsi, plus de 6 000 MW ont été délestés à 22 heures 15, chez cinq millions de clients. Cela s'est déroulé selon des plans de délestage préétablis préservant l'alimentation électrique des sites sensibles, comme les hôpitaux ou les centres névralgiques, sans aucun incident à déplorer. Parallèlement, plus de 5 000 MW de production nouvelle ont été injectés dans le réseau en moins de 30 minutes, grâce à notre potentiel hydro-électrique rapidement mobilisable. Grâce à ces actions très rapides, la moitié des clients a pu être reconnectée dès 22 heures 30. À 22 heures 40, RTE a demandé la reconnexion du reste de la consommation délestée. A 23 heures, soit moins d'une heure après l'incident, l'ensemble des consommateurs était réalimenté.

RTE et ses équivalents européens ont bénéficié, en la circonstance, d'une situation relativement favorable. En effet, en raison de la date et de l'heure de la panne, le niveau de consommation était assez modéré. Par ailleurs, ils ont profité de la grande disponibilité des groupes hydro-électriques, capables de fournir toute leur puissance en quelques minutes. Si l'on a pu éviter le black-out complet lors de cette panne d'une ampleur exceptionnelle, on ne peut exclure l'éventualité d'une panne encore plus grave. Il convient donc d'examiner comment s'en prémunir et comment en limiter l'impact si, malgré tout, un tel événement devait à nouveau survenir.

Plusieurs enseignements peuvent être tirés de cette panne. La sûreté du système électrique a plusieurs composantes. Une crise peut s'expliquer par trois facteurs :

- d'un déséquilibre structurel entre l'offre et la demande d'électricité. C'est la situation qu'a connue la Californie il y a quelques années, avec des coupures tournantes ;
- d'un problème sur une infrastructure électrique à la suite d'un aléa climatique. On peut citer par exemple les tempêtes de 1999, qui ont endommagé plusieurs centaines de pylônes et des milliers de poteaux de distribution ;
- d'une erreur d'exploitation, comme le 4 novembre dernier.

La résolution de ces problèmes appelle des stratégies différentes. Les déséquilibres entre l'offre et la demande font l'objet d'une surveillance attentive via le bilan prévisionnel réalisé par RTE, une fois tous les deux ans. Ce bilan est ensuite repris pour élaborer, une fois par législature, la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI). La PPI est ensuite transmise au Parlement. La dernière PPI sur la période 2006-2015, qui vous a été transmise en décembre dernier, n'a pas identifié de besoin supplémentaire pour la fourniture en base grâce à la mise en service d'un réacteur EPR à Flamanville en 2012. Près de 2 600 MW de besoins d'investissements en semi-base ont été identifiés à l'horizon 2015. Ils devraient être couverts par les projets de cycles combinés gaz annoncés par les sociétés SNET, Powéo, Gaz de France et EDF d'ici à 2011-2012. Enfin, sur

les besoins de pointe qui devraient apparaître à compter de 2013, aucun investissement n'est annoncé à ce jour. Je souhaite néanmoins que des projets de stations de pompage se développent, car ils permettent d'utiliser au mieux notre potentiel hydraulique. Par ailleurs, ils sont indispensables lors d'incidents comme celui du 4 novembre dernier. Je rappelle que le rapport, confié à M. Fabrice Dambrine, sur le développement du potentiel hydro-électrique de la France souligne la possibilité d'accroître de 10 % notre production actuelle. Cet objectif est inscrit dans la PPI à l'horizon 2015, et nous avons besoin de réalisations avant 2013. Enfin, la PPI nous permet d'atteindre nos objectifs de développement des énergies renouvelables en lançant des appels d'offres pour que les investissements se réalisent. Ainsi, un appel à projets de 300 MW à partir de biomasse est en cours.

La France soutient par ailleurs la mise en place de programmes prévisionnels au niveau européen, afin que chaque pays investisse suffisamment dans les moyens de production pour mieux éviter une dépendance, partielle ou totale, envers ses voisins. Je pense notamment aux petits pays. Le Luxembourg, par exemple, dépend complètement de l'extérieur. La Hollande maintient une politique d'externalisation de sa production. L'Italie, elle, est largement en sous-production.

Pour se prémunir des effets des aléas climatiques, le gouvernement a demandé à RTE et EDF de bâtir des programmes d'investissements pour la sécurisation des réseaux. Cela représente une enveloppe annuelle de plus de 300 millions d'euros, prévue dans le contrat de service public signé fin 2005 entre l'Etat et le groupe EDF. Par ailleurs, les réseaux de grand transport et les interconnexions continuent à se développer pour renforcer la sécurité d'approvisionnement de notre territoire : une enveloppe de 4 milliards d'euros y sera consacrée via RTE d'ici à 2010.

S'agissant des erreurs d'exploitation, celles-ci doivent être traitées par des règles de sûreté de plus en plus exigeantes et un entraînement régulier des équipes de dispatcheurs. Ainsi, l'incident du 4 novembre a montré que les règles de sûreté qu'utilisent les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (GRT) ne sont pas suffisantes, ou qu'elles ne sont pas correctement appliquées. Pour y remédier, il est nécessaire de renforcer le contrôle de l'Union Européenne sur ces règles –diverses d'un pays à l'autre– puis d'améliorer la coordination entre les GRT. Ces propositions, que j'ai portées au niveau du forum pentalatéral associant le Bénélux, la France et l'Allemagne, ont été reprises par la Commission européenne lors de sa dernière communication dans le domaine de l'énergie, le 10 janvier 2007. Cette communication stipule que les règles de sécurité seront harmonisées au niveau européen. Il est proposé qu'elles fassent l'objet d'une approbation commune par les Etats-membres. En ce qui concerne l'amélioration de la coordination entre les GRT, la France souhaite la création d'un centre unique qui permettrait aux différents gestionnaires d'établir des prévisions communes. Je m'emploie déjà à en convaincre mes collègues au niveau

pentalatéral. On constate l'utilité et l'obligation qui en découle de discuter quotidiennement, et heure par heure, entre gestionnaires de réseaux voisins.

Enfin, à la lumière de l'expérience du 4 novembre, je souhaite qu'une réflexion soit engagée sur les moyens de production décentralisée. En particulier, les co-générations et les éoliennes en développement doivent bénéficier de techniques suffisantes pour contribuer à la sauvegarde du réseau en cas de chute de fréquence. Cela n'est manifestement pas le cas aujourd'hui. Tout à l'heure, j'ai indiqué que le déficit de 9 000 MW généré par la coupure en avait provoqué un autre, de 10 000 MW. Certaines installations de production ne supportent pas la baisse de fréquence. Les éoliennes, notamment, décrochent aussitôt. En France, nous avons peu recours aux éoliennes. Mais l'Espagne, qui en utilise beaucoup plus, en a pâti. En France et en Allemagne, les éoliennes ont donc arrêté de fonctionner. C'est l'explication du phénomène de perte d'alimentation immédiate en cascade. Cela est dû aux normes de décrochage des alternateurs qui produisent l'électricité, différentes d'un pays à l'autre, différentes entre les moyens de production d'un même pays, et même différentes d'un réseau régional à un autre, comme en Allemagne. Aux bornes extrêmes d'une même ligne de transport, on pourra trouver des règles de décrochage qui ne seront pas identiques. Nous devons coordonner cela. Nous rencontrons donc un problème technique avec les éoliennes et les co-générations, ainsi qu'un problème de normes européennes entre les GRT européens.

En conclusion, je souhaiterais évoquer les fausses bonnes idées que l'on a pu entendre ici et là, après l'incident du 4 novembre. Ce n'est pas un manque d'investissement qui est à l'origine de cette panne, ni une trop forte interdépendance des pays. C'est le Portugal qui a subi la plus forte baisse en proportion : 19 % de perte contre 12 % en France. Ce n'est donc pas lié à l'importance des liaisons, mais au fait qu'il en existe. Le renforcement des interconnexions ne permettrait pas non plus d'éviter le renouvellement de ce type de panne. La Commission européenne le souhaite et le défend ardemment, mais dans le cas de l'incident du 4 novembre, il est faux de croire qu'un accroissement des capacités d'échange aurait pu nous éviter la panne. Celle-ci est due à une erreur d'exploitation et non à un déficit des infrastructures. Enfin, la dernière fausse bonne idée est la mise en place d'un régulateur européen unique, qui aurait pu prévenir la crise. En réalité, un régulateur unique n'est pas nécessaire, car ce n'est pas lui qui aurait discuté des prévisions de flux à 22 heures ce jour-là. Ce sont les dispatcheurs des deux réseaux qui auraient dû s'informer entre eux. Le régulateur européen unique est une idée intéressante, mais il ne remplacera pas les discussions techniques indispensables sur le terrain. La mission d'inspection que j'ai mandatée me remettra son rapport définitif dans les prochains jours : je vous le transmettrai, de même que les informations supplémentaires que je pourrais obtenir ultérieurement sur cette panne, pour un éclairage le plus large possible sur cette question.

M. Bruno Sido, président – Merci M. le ministre pour toutes ces explications, qui vont naturellement susciter, je suppose, un certain nombre de questions, particulièrement de la part de nos rapporteurs. Je me permettrai de vous poser la première d'entre elles. Vous y avez d'ailleurs répondu en partie. La France produit globalement plus d'électricité qu'elle n'en consomme. Pourtant, en moment « de pointe », elle a besoin d'en importer. En effet, l'incident du 4 novembre a démontré qu'en cas de crise, elle dépend de pays étrangers pour desservir ses consommateurs. On en conclue donc qu'à ce moment précis soit la consommation française était alors supérieure à la capacité de production, soit la capacité de production n'était pas complètement mobilisée voire pas complètement mobilisable. Cela, d'ailleurs, n'est pas contradictoire. Pouvez-vous nous donner des précisions sur ce point ? Plus généralement, pouvez-vous nous expliquer comment EDF prévoit son planning de production et l'entretien de ses centrales nucléaires ?

M. François Loos – Le 4 novembre 2006, au moment où le black-out s'est produit, la France exportait 6 000 MW. La capacité utilisée instantanément à ce moment-là était largement suffisante et excédentaire. De l'électricité était simultanément exportée et importée.

M. Bruno Sido, président – 9 000 MW quand même ! Il en manquait donc 3 000...

M. François Loos – Nous ne pouvons pas raisonner ainsi. Lorsque la coupure s'est produite, nous avons perdu 9 000 MW. Cependant, par ailleurs, nous étions en train d'exporter notamment vers l'Italie, l'Allemagne. Ce bilan global ne peut servir à déterminer les risques encourus lors d'une telle coupure. A un endroit précis, sur une ligne donnée, on peut constater une surcharge. A titre préventif, un surcroît de tension ou une baisse de la fréquence déclenche automatiquement un délestage, qui vise à atténuer les effets de ces phénomènes. Cela peut entraîner des réactions en chaîne. Mais la production et la consommation globales nationales ne sont pas en cause. La panne ne résulte pas d'un déficit ou d'un excédent en électricité. C'est à un endroit précis qu'est nécessaire un équilibre entre production et consommation. Par contre, réalimenter les consommateurs délestés nécessite de remettre un certain nombre de moyens de production en route. Chaque pays dispose de ses propres règles de délestage. En France, ces règles ont fonctionné. Lorsque le délestage a eu lieu, pour réenclencher, il a fallu relancer une production à la hauteur des pertes, soit 19 000 MW. Nous n'avons pu les obtenir tout de suite. Cette production a permis que les fréquences reviennent à niveau sur le réseau, nous autorisant ainsi à y raccorder les consommateurs déconnectés. Nous devons donc disposer d'une capacité résiduelle dans ces moments-là, soit de la capacité de pointe. C'est la raison pour laquelle je pense que nous devons réévaluer notre capacité de pointe actuelle. En effet, si un tel problème venait à se reproduire, on ne pourrait le résoudre qu'en relançant des centrales immédiatement mobilisables. Le bilan global de la production vis-à-vis des importations et des exportations n'est pas en cause.

M. Bruno Sido, président – Pourriez-vous nous expliquer comment la perte de 9 000 MW a induit une perte de 10 000 MW supplémentaires ? Cet effet de « château de cartes » me semble préoccupant. Sans entrer dans les détails techniques, on sait que certains générateurs ne disposent pas d'excitatrice et ont donc besoin d'être alimentés eux-mêmes en électricité pour en produire. Mais, si tout le réseau s'effondrait ?

M. François Loos – Tout en perdant 9 000 MW, le réseau français continuait néanmoins à tenter de répondre à des besoins de consommation identiques. Ne pouvant y faire face avec la production disponible, la fréquence s'est mise à baisser, créant une inertie supplémentaire qui a fait ralentir les alternateurs. Certaines centrales ne peuvent supporter une baisse de fréquence. Par exemple, les éoliennes et co-générations décrochent automatiquement à 49 hertz. Techniquement, les éoliennes supporteraient peut-être 48 hertz, mais il a été décidé qu'il valait mieux les arrêter dès 49 hertz. N'étant pas un technicien, je ne peux être plus précis. Les centrales nucléaires, elles, décrochent à 47 hertz. Alors, en même temps que nous perdions l'approvisionnement des 9 000 MW, l'effet boule-de-neige créé par les règles de décrochage nous en faisait perdre 10 000 supplémentaires. Ce phénomène a pris une ampleur bien plus importante en Espagne et au Portugal : la production espagnole repose en effet sur un plus grand parc d'éoliennes. Face à la perte de production de non plus 9 000 MW mais 19 000 MW, les règles de décrochage devaient être appliquées sans plus attendre, afin de réduire la consommation. Nous disposons de plans de délestage, élaborés dans chaque département par les préfets. Ces plans précisent les installations à ne pas délester. EDF prévoit ainsi les 20 % de délestages admis. C'est la raison pour laquelle les délestages effectués le 4 novembre n'ont pas posé de problème autre que la gêne normale en cas de coupure. Aucun arrêt de bloc opératoire ou d'usine de fabrication de chlore n'a été rapporté. Ces plans diffèrent d'un pays à l'autre. Le nôtre a bien fonctionné. Au moment du délestage, il faut veiller à délester suffisamment, afin de compenser la perte de production. Nous y sommes parvenus dès le premier cran : déconnecter 5 millions de foyers a suffi à équilibrer la balance. Nous avons dès lors pu réenclencher la production, au niveau nécessaire au rétablissement des fréquences sur l'ensemble du réseau, puis réalimenter les consommateurs délestés. Enfin, nous avons été en mesure de nous raccorder au réseau allemand.

Mme Marie-France Beaufile – Je souhaiterais vous poser une question, en partie technique, sur ce que vous venez de dire. Vous avez parlé des normes de décrochage des éoliennes qui ont entraîné de fortes pertes de production en Espagne. Ces normes sont-elles liées aux capacités techniques des turbines ? Ont-elles été mises en place par les gestionnaires de réseau, afin d'être mieux à même de maîtriser leurs rentrées financières lors des négociations pour la vente de leur production ? Pourriez-vous nous éclairer sur cet aspect peut-être très pointu, mais qui me semble important dans la réflexion de fond que nous menons sur la sécurité de notre approvisionnement ?

M. François Loos – M. le président, mon bagage technique n'est pas assez fourni. Je ne connais pas le fondement des normes de décrochage. Je pense que vous auditionnez des personnalités plus compétentes que moi sur ces questions. Je peux simplement dire que les éoliennes sont du nouveau matériel, classé à 49 hertz pour éviter de prendre de trop grands risques. Après quelques années d'expérience, peut-être que les réglementations applicables aux éoliennes pourraient baisser. Je demande que cette réflexion, par nature européenne, soit menée. Les gestionnaires au niveau européen doivent travailler en commun afin de déterminer les niveaux de décrochage des différents matériels et les marges de manœuvre technique pour chaque type d'alternateur. Je demande donc la création de ce groupe de travail et la réflexion corollaire. Pour le moment, la norme est celle-là, et tient sans doute à la jeunesse du matériel. Il en va de même pour les co-génération. La panne a mis ce problème à jour. En France, les éoliennes produisent 2 000 MW, les co-génération 5 000 MW. Nos pertes, suite aux décrochages, sont de cet ordre. Le choix de la norme de décrochage pour les éoliennes n'est pas politique : il correspond à la norme de sécurité pour le matériel. Les choix les plus politiques sont les priorités de délestage.

M. Jacques Valade – Malgré vos excellentes explications, M. le ministre, j'ai sans doute besoin d'actualiser mes connaissances sur le rapport entre fréquence et puissance. En effet, je ne comprends pas pourquoi tout décroche quand la fréquence baisse autant. Mais, comme vous le disiez, nous aurons certainement l'occasion d'auditionner des techniciens. La question que je vais vous poser est cohérente avec ce que vous venez d'exprimer. Que se passera-t-il lorsque la période de libéralisation arrivera à son terme, et que, tant au niveau de la distribution qu'au niveau de la production, des opérateurs indépendants contribueront à fournir des puissances supplémentaires, quelle qu'en soit la méthode ? J'insiste sur la production : je pense avant tout à la co-génération, mais également aux éoliennes. Que ferons-nous alors dans pareille situation ? Actuellement, le niveau de maîtrise est élevé, compte tenu du faible nombre d'opérateurs : EDF via RTE. Pourra-t-on maîtriser un grand nombre de petits producteurs ? Bien sûr, on pourra imaginer des règles de connexion au réseau très contraignantes, mais nous risquons tout de même de nombreux problèmes.

M. François Loos – Le choix d'une norme de décrochage tient à la sécurité du matériel. Ces normes sont variables selon le matériel et selon les pays. Ma demande politique est que l'on s'accorde sur ces questions au niveau européen, et que l'on en tire les conséquences. En effet, les éoliennes ou les centrales ne s'arrêtent pas toutes seules : elles sont arrêtées. Le système est automatique : quand on arrive à 49 hertz, on coupe. On pourrait décider de ne décrocher qu'à 48 hertz. Les décisions sont d'ordre technique, du même ordre que les règles de sécurité en vigueur dans les centrales. Pourquoi cela baisse ? Simplement parce que l'on consomme plus que ce que l'on produit. De la même manière que lorsque l'on utilise le frein moteur, les alternateurs tournent moins vite et la fréquence baisse. Des experts vous donneraient

certainement sur ce point des explications plus techniques. Néanmoins, leur conclusion serait identique à la mienne.

Vous m'avez également demandé comment on fera pour assurer la gestion d'un réseau où opèrent des producteurs différents. Chaque producteur doit veiller à ce que sa production soit consommée. Pour fournir ses clients, un petit producteur –puisque c'est d'eux qu'il s'agit– doit acheter un droit de passage sur le réseau. Les directives européennes ont le très grand mérite d'avoir séparé les fonctions. Le réseau de transport a un tarif. Par exemple, Powéo vend avec un prix de transport, un prix de distribution et un prix de production. La décision de mobiliser une capacité de production doit être liée à l'existence d'un client prêt à consommer. Pendant la journée, on assiste à un foisonnement de la clientèle. RTE établit quotidiennement une courbe prévisionnelle de consommation au lendemain. Chaque producteur fabrique de l'électricité pour le montant vendu. Normalement, les deux chiffres correspondent. RTE facture alors le passage sur son réseau de transport au tarif calculé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). C'est la raison pour laquelle EDF n'intervient pas ici. Il revient en effet à la CRE de fixer les tarifs pratiqués sur le réseau de transport, identiques quel que soit l'opérateur. L'équilibre résulte simplement de l'existence d'un client pour chaque production.

M. Marcel Deneux, rapporteur – M. le ministre, j'ai une question sur l'effet perturbateur de l'éolien et sur sa montée en puissance. Vous y avez déjà partiellement répondu, nous le vérifierons dans votre rapport. Mon autre question porte sur les effets à prévoir pour les Français de la Corse et des DOM-TOM. Existe-t-il une programmation de production à destination de ces territoires ? Je connais la Guyane pour des raisons familiales, j'ai pu y constater les efforts d'équipement depuis dix ans. J'imagine que les choses sont différentes dans les Antilles et à la Réunion. Pouvez-vous nous éclairer un peu sur les DOM-TOM ? C'est un point incontournable de notre prochain rapport.

M. François Loos – Dans la plupart des systèmes électriques insulaires, l'électricité est produite par des moyens techniques classiques : charbon ou moteur diesel. En général, les installations ne respectent pas les limites d'émissions de polluants. Les gestionnaires d'installations sont sous le coup d'objectifs de dépollution d'ici à 2010. Par ailleurs, dans ces zones, la consommation augmente à un rythme plus soutenu que dans l'Hexagone, notamment du fait du recours généralisé à la climatisation. Tout cela a été mesuré dans la PPI, qui couvre la métropole, la Corse, les DOM, Mayotte et Saint-Pierre-et-Miquelon. La PPI nous donne la mesure des besoins de production supplémentaires d'ici à 2015.

Dans les DOM, il est prévu un programme d'investissements de 600 millions d'euros pour renouveler l'ensemble du parc diesel. C'est une opération très lourde, puisque cela représente 450 MW. Cela devrait permettre de répondre à la hausse de la consommation. 400 millions d'euros

supplémentaires seront consacrés à la réfection des réseaux. Cela fait un total d'un milliard d'euros.

En Corse, la priorité est au remplacement des installations de Luciana et du Vazzino. Je me suis d'ailleurs rendu en Corse il y a quelques mois, en compagnie du président d'EDF, pour y annoncer ces programmes. EDF doit prochainement annoncer la mise en place d'une turbine à combustion. L'augmentation des capacités d'interconnexions avec la Sardaigne est également nécessaire pour couvrir les besoins à court terme. On vient de raccorder 50 MW et il faudra bientôt passer à 100 MW, si mes souvenirs sont exacts. La construction d'un barrage sur le Rizzanese est également prévue, pour un apport de 60 MW supplémentaires à la Corse. La PPI tient donc compte des besoins outre-mer, et les investissements nécessaires sont d'ores et déjà programmés.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Juste un mot, M. le ministre, car c'est l'occasion d'en parler : il existe un producteur français d'éolien spécialisé dans les zones tropicales. Il ne vend rien sur le territoire hexagonal, mais il est mondialement reconnu pour les zones tropicales. Il emploie 140 personnes en France. Avez-vous une sollicitude particulière pour cette entreprise ? Sa spécialité est l'éolienne qui se couche en cas de cyclone.

M. François Loos – Je crois en effet qu'il exporte la totalité de sa production. Je suis ravi de ce grand succès commercial, et je lui en souhaite encore plus. Je me tiens à sa disposition. Mais, à ma connaissance, il n'a pas encore de projet en France, malgré son succès à l'international. Vous connaissez le système des éoliennes. Qu'elles se couchent ou non, obligation est faite à EDF de racheter l'électricité ainsi produite dès lors que le projet dispose de toutes les autorisations normales. Actuellement, de nombreux projets éoliens voient le jour. En un an, nous sommes passés de 700 à 2 000 MW d'éolien, et le taux de croissance est assez élevé. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle on voit Areva s'y intéresser. L'éolien se développe, même s'il ne représente qu'une petite partie de la production d'électricité. Néanmoins, cette part grandit d'année en année.

M. Xavier Pintat – M. le ministre, j'aimerais que vous précisiez de nouveau votre position sur la nécessité ou non d'un régulateur au niveau européen. Je ne voudrais pas vous contredire, d'autant plus que je vous sais très à l'écoute des autorités concédantes. Néanmoins, au vu de la volonté affichée de l'Union européenne de laisser les électrons circuler librement sur le réseau européen interconnecté, il me semble que les risques de black-out sont de plus en plus liés à la propagation de contraintes, voire de défauts électriques d'un pays à l'autre. La sécurité d'approvisionnement est finalement intimement liée à l'architecture et à la gestion des interconnexions, qui relèvent elles-mêmes de politiques transfrontalières. Dans ces conditions, on peut se demander si la mise en place d'un régulateur européen, doté de véritables pouvoirs, n'est pas désormais inéluctable. Puis-je connaître votre position sur ce point ?

Par ailleurs, la garantie de livraison d'électricité sans coupure ni chute de tension est un enjeu de qualité. La loi d'Orientation de 2005 a prévu un système de pénalités réversibles et vertueuses. Nous nous sommes ici intéressés à la distribution. Or, la panne du 4 novembre nous laisse à penser que la qualité de l'électricité présente sur les réseaux de distribution dépend partiellement de la qualité de l'électricité présente sur les réseaux de transport. Par conséquent, peut-être devrions-nous imaginer quelque recours pour ouvrir aux autorités de distribution la possibilité de faire cesser des défauts imputables au transport. En clair, les pénalités réversibles et vertueuses mises en place à l'intention de la distribution en 2005 pourraient être étendues aux transporteurs.

S'agissant du régulateur européen, c'est le président de RTE, André Merlin, qui en a parlé, le soir de la panne.

M. François Loos – Le président Merlin et Romano Prodi en ont parlé. L'idée selon laquelle tous les problèmes seront réglés dès la mise en place d'un régulateur européen est assez simple. Seulement, chaque régulateur a une fonction différente. Même en France, les attributions de notre régulateur ont déjà changé plusieurs fois. Des discussions ont eu lieu à ce sujet lors de l'élaboration de la dernière loi sur l'énergie. Je pense que le régulateur doit pouvoir examiner le problème des conditions d'interconnexions. Sur un plan strictement opérationnel, je souhaite en priorité que les régulateurs européens aient des compétences et des expériences comparables. Ce n'est pas le cas aujourd'hui. Je crois qu'avant de penser à créer un régulateur européen, nous devrions harmoniser nos régulateurs nationaux. Cela peut se faire à l'occasion du prochain texte : après le Livre Vert, nous émettrons une communication qui pourra comporter nos propositions de directives, parmi lesquelles l'harmonisation des règles en matière d'électricité. Entendons-nous bien : notre régulateur donne une indépendance réelle aux réseaux de transport. C'est le régulateur qui fixe les prix du transport, qui vérifie que les transporteurs réalisent des investissements suffisants, qui approuve ou désapprouve lesdits investissements. Ce système permet de maintenir une indépendance des transporteurs vis-à-vis des producteurs. Ceux-ci, même ceux qui ne sont pas EDF et GDF, en sont satisfaits. En comparaison, si je ne m'abuse, le régulateur portugais est une personne physique, soit un conseiller technique de mon homologue. Les situations sont très diverses. Quels seraient donc les rôles et attributions de l'instance européenne unique vis-à-vis des régulateurs nationaux ? Qu'en sera-t-il pour les pays dont les régulateurs n'opèrent pas sur le même champ que le nôtre ?

M. Pierre Laffitte – Je poserai deux questions, assez différentes. La première est une constatation : globalement, on ressent le système européen relativement fragile, ceci en raison du manque de cohésion des politiques nationales, et notamment entre celles des grands pays. Je suis d'ailleurs étonné que l'Italie ne soit pas plus mise en cause dans cette affaire, ainsi que l'Allemagne, où beaucoup déclarent vouloir acheter plus d'électricité à la France compte tenu du blocage de leur électricité nucléaire. Ceci ne me paraît

pas très cohérent avec une stratégie de sécurisation des approvisionnements et des développements, notamment à la lumière des dangers que représentent les dérèglements climatiques.

Parmi ces dangers, on citera la raréfaction de l'eau des rivières et des fleuves, qui peut entraîner de graves conséquences sur le fonctionnement de nos centrales nucléaires, qui manqueront alors de moyens de refroidissement. Dans la loi sur l'eau, notre président s'en souvient certainement, nous avons décrit la notion de changement climatique, non sans difficultés. Il nous manque une stratégie de sécurité dans l'hydro-énergie, qui est actuellement le moyen de stockage et de restitution d'énergie le plus commode. Une stratégie gouvernementale semble se dessiner en matière de retenues collinaires. Ces dernières permettront de réguler les débits en hiver et en été, afin de parer aux événements climatiques, dont on sait qu'ils seront de plus en plus nombreux, telles les canicules et les sécheresses. On sait aussi que les eaux seront plus chaudes, en même temps qu'elles se raréfieront. C'est une grave menace pour les approvisionnements en électricité, à laquelle nous devons nous préparer. Ce point paraît très général, mais paraît d'autant plus crucial à mon département des Alpes-Maritimes que nous nous situons en bout de ligne. Le projet d'une deuxième ligne a été bloqué par le Conseil d'Etat. Par conséquent, sans mesures drastiques pour diminuer la consommation –comme éviter le « tout-climatisation », notamment dans le service public– ou développer des MW, nous courons des dangers supplémentaires. Un black-out, même s'il ne touche qu'une seule région, signifie tout de même une perte de plusieurs milliards pour le Produit Intérieur Brut (PIB). Nous nous retrouvons donc à la fois avec des problèmes liés aux réseaux de transport, à la nécessité de développer des moyens de stockage, y compris par air comprimé. La société Electricité de Marseille, implantée à Sophia-Antipolis, conduit des expérimentations à ce sujet dans la région de Tournefort. Ces expériences visent à remplacer l'électricité de pointe par de l'air comprimé. Je pense que cette opération pilote est à suivre. Nous devons par ailleurs assurer la cohésion entre la stratégie nationale et les politiques européennes, sans laquelle nous ne saurons que faire d'un régulateur européen.

M. François Loos – Je compléterai d'abord ma réponse à M. Xavier PINTAT sur le point de l'extension des sanctions aux transporteurs d'électricité : le cahier des charges type de concession du RTE, approuvé par décret, prévoit déjà des dédommagements des clients du RTE si les objectifs de qualité de fournitures ne sont pas atteints. Sur l'hydraulique en général –et cela répond à la question sur le stockage– j'ai dit au cours de mon intervention initiale qu'il serait judicieux d'examiner un recours aux stations de pompage. Peut-être, ou plutôt probablement, devrions-nous investir dans de telles stations, nous permettant ainsi non seulement de stocker, mais aussi d'augmenter notre capacité en période de pointe. Cette solution est encore meilleure dans la perspective de changements climatiques et de raréfaction de l'eau. Des travaux restent à mener avec les différents concessionnaires, en liaison avec les administrations et les collectivités locales. Certains lieux

d'implantations possibles ont déjà été identifiés. Chaque endroit est un cas particulier. On doit évaluer les coûts. La PPI nous enjoint d'en construire avant 2013. Le travail est en cours. Pour la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, le blocage du projet de la ligne très haute tension de Boutre-Carros, projet pourtant soutenu par le gouvernement, est en effet un problème. On peut espérer que les mesures de restrictions de la consommation permettront de pallier les risques à court terme. Cependant ces risques demeureront tant que l'on n'aura pas trouvé une autre option de liaison. J'ai demandé au préfet et à RTE des propositions à moyen et à long termes. Elles sont actuellement à l'étude.

M. Michel Billout, rapporteur – Mes questions portent sur la libéralisation du secteur énergétique, jusqu'à présent marqué par une forte maîtrise étatique, en France comme dans le reste de l'Europe. Les crises que nous avons connues en France, après les tempêtes de 1999 ou encore au cours de la panne du 4 novembre dernier, nous ont laissé voir un opérateur public réagir particulièrement bien. Le 4 novembre notamment, la coordination entre EDF et RTE a été bien meilleure que celle entre les opérateurs allemands, confrontés aux mêmes difficultés. Or, l'entrée d'actionnaires privés au capital d'EDF, qui réclament une rémunération de plus en plus importante, n'est-elle pas susceptible de modifier les comportements de cette entreprise, et donc d'affecter ainsi les approvisionnements électriques de la France ? J'ai parlé des situations de crise, qui nécessitent le maintien d'un fort potentiel d'agents compétents et formés ainsi qu'un haut niveau d'investissements. En effet, vous l'avez abordé au cours de votre intervention, la question des investissements est une question importante pour l'avenir de notre pays.

D'un point de vue plus général et dans une dimension européenne, ne pensez-vous pas qu'il peut y avoir des contradictions importantes entre les choix économiques libéraux fondés sur la libre concurrence et la sécurité d'approvisionnement électrique ? J'aurais pu prendre plusieurs exemples pour illustrer mon propos. Cependant, je m'en tiendrai à citer le rapport préliminaire du 20 décembre 2006 du groupe des régulateurs européens, à propos du parc éolien : « La production provenant de sources d'énergie renouvelable est particulièrement problématique [en cas de déclenchement-recouplage au réseau]. Les mécanismes mis en place au niveau national ont généralement pour but d'augmenter la production à partir de sources renouvelables sans créer trop de barrières à l'entrée de ces unités sur le marché. La prise en compte de la sécurité d'exploitation du système dans son ensemble a été très souvent considérée comme l'une de ces barrières à l'entrée sur le marché ». Cela est prudemment écrit, mais révèle tout de même une forte contradiction entre la logique du marché et celle de la sécurité de l'exploitation et donc des approvisionnements.

M. François Loos – Cette question trouverait des réponses différentes d'un pays à l'autre. En France, notre système ne changera pas selon qu'EDF restera publique ou non. Nous avons décidé qu'EDF devait rester à grande majorité publique, mais ce n'est pas cet aspect qui détermine les

décisions à prendre dans ce domaine. La décision de mettre en route une centrale dans le but d'assurer la sécurité de l'approvisionnement est du ressort de RTE, parce que ses prévisions lui indiquent le besoin de mise en production par une centrale supplémentaire. RTE en formule alors la demande auprès de l'opérateur, EDF ou un autre, dépendamment de la zone à alimenter. Le fait que les entreprises soient privées ou publiques n'intervient pas dans ce choix. En outre, les conditions tarifaires sont fixées par la CRE. Je me tourne vers mes collaborateurs afin qu'ils me le confirment. En cas de crise, lorsque le problème de sécurité se pose, la procédure à suivre est la même. Il n'existe aucune différence en fonction du pourcentage d'actionnaires privés de l'un ou l'autre producteur. Tout ceci est sous contrôle du régulateur, qui fixe les tarifs sans négociation préalable, car quand il est question de sécurité, on agit sans discuter. Dans un pays où le régulateur ne fixerait pas les prix et où il serait obligatoire de négocier au moment où les besoins supplémentaires se font sentir, on expérimenterait effectivement des problèmes de sécurité d'approvisionnements. Ceux-ci seraient fonction des relations entre le régulateur, le réseau de transport, l'opérateur, ses actionnaires. Je suis persuadé que notre système français, avec un régulateur fort, nous évite ce genre de problèmes. Mais je comprends votre question, car cela peut arriver dans d'autres pays, auxquels nous sommes d'ailleurs connectés. La propriété d'EDF n'est pas en cause.

M. Dominique Mortemousque – Le libellé de notre mission commune d'information comporte les termes « sécurité de l'approvisionnement et les moyens de la préserver ». Notre champ s'est élargi au fur et à mesure de notre entretien. J'en profiterai alors pour approfondir certaines questions. Tout à l'heure, M. Jacques Valade a évoqué les rapports entre clients et producteurs d'électricité. Votre réponse a été suffisamment claire. M. Marcel Deneux a parlé des départements et territoires hors de l'hexagone. Pour ma part, je vais revenir à l'hexagone et m'intéresser aux zones rurales. Quand des entreprises du niveau de RTE ne sont pas en mesure de fournir de l'électricité en continu dans certaines zones, la situation peut y devenir très désagréable. J'ai déjà évoqué ce sujet dans l'hémicycle et j'ai rendez-vous avec vos services très prochainement. Quand un réseau de distribution, supposé desservir toute la population, n'offre pas le niveau de service auquel on est en droit de s'attendre, on rencontre alors de très lourdes difficultés. Une automobile est faite pour rouler sur des routes et des autoroutes ; le constructeur d'automobiles n'est pas responsable de ces infrastructures, mais si elles ne sont pas en état, il se plaint. Je rencontre un cas particulièrement préoccupant sur mon territoire, où l'activité d'une entreprise de 1 000 salariés est aujourd'hui menacée du fait de coupures récurrentes. J'espère donc des remèdes salvateurs aux dysfonctionnements d'approvisionnement que je rencontre sur mon territoire de Dordogne.

M. François Loos – Je m'aperçois que je n'ai pas complètement répondu à la question de M. Michel Billout. Je reviendrai ensuite à celle de M. Dominique Mortemousque. Je vous rappellerai le volet de mon

intervention sur les investissements nécessaires. Selon les scénarii de consommation sur lesquels nous nous fondons, notre production suffira à répondre à la demande jusqu'en 2012-2015, non pas parce que cette dernière stagnera, mais parce que l'activité de l'usine Eurodif ira en décroissant. En effet, l'objectif est de réduire la production de deux tranches nucléaires. L'augmentation parallèle de la consommation permettra d'atteindre un équilibre entre offre et demande. Toujours selon les mêmes scénarii, la prochaine centrale EPR de Flamanville devrait suffire à assurer une sécurité sur la base. En semi-base, je vous ai cité les projets de Powéo, SNET, GDF et EDF qui nous fourniront à terme les 2 600 MW qui nous manqueront. Cela signifie quand même que des entreprises privées, de même que des entreprises publiques, souhaitent investir dans la production d'électricité en France. Nous constatons de plus que ces projets répondent à nos besoins à cet horizon. Des efforts restent à fournir en pointe, principalement en hydraulique. On pourrait se contenter d'en importer de l'étranger, mais je préférerais que l'on se penche sur le recours aux stations de pompage, afin que nous puissions disposer de capacités de stockage.

Je réponds maintenant à M. Dominique Mortemousque. Le réseau français est uni. Il est par ailleurs conçu selon un système de péréquation, et l'accès à la distribution est soumis à des conditions strictes. Un grand réseau national est un facteur d'optimisation du transport d'électricité. Il n'est pas facile d'ajouter des mailles à ce réseau : construire de nouvelles lignes demande à chaque fois des années quand les gens sont d'accord. En cas de désaccord, le délai en est rallongé. On a donc intérêt à avoir un réseau bien dimensionné. Il nous faut dès lors savoir si ce réseau est en état de répondre à toutes les sollicitations instantanées. Sinon, quels sont les investissements à réaliser ? C'est une discussion à caractère technique, à mener avec RTE. Il sera intéressant de comparer les situations au plan européen. Il nous semble que notre réseau donne satisfaction. Je me suis intéressé à la comparaison entre la France et l'Allemagne en la matière. Malgré la panne, le réseau allemand s'est révélé plus « redondant » que le réseau français. On ne peut reprocher un manque à ce niveau au réseau allemand. Beaucoup de lignes sont disponibles, mais cela n'empêche pas les problèmes locaux, comme en l'occurrence, et les réactions en chaîne consécutives. C'est donc une question technique, dont la réponse est à mettre en perspective européenne. Concernant le problème de fréquence que vous aviez soulevé dans un amendement : cet amendement est passé et le décret d'application est en cours de rédaction. C'est d'ailleurs l'objet de notre prochaine réunion. Nous cherchons actuellement le moyen « d'ilôter » les co-générateurs, afin de déployer la solution que vous proposez.

M. Dominique Mortemousque – Nous cherchons donc à pallier la déficience de RTE.

M. François Loos – Nous sommes prêts à agir.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Plus une société est sophistiquée, plus on la rend fragile. Ma question ne ressemblera pas à celle d'un technicien,

car je n'en suis pas un, mais à celle d'un représentant du peuple qui s'interroge. Je ne m'interroge pas spécialement sur la panne du 4 novembre, bien que cet événement suscite beaucoup de questions : après tout, nous devons bien admettre que les opérations de réparation se sont relativement bien déroulées, malgré les difficultés et aussi par comparaison avec des cas similaires dans le monde. Au vu de ce cas-là, au vu de ce qui se passe ailleurs, le citoyen est en droit de se demander si, demain, on ne risque pas la vraie catastrophe. Notre société est donc très fragilisée et il est de notre devoir de gouvernants –au sens large du terme– d'envisager les améliorations à apporter pour éviter, d'une part, une psychose parmi la population et, d'autre part, qu'une nouvelle panne ne tourne à la tragédie. Dans cette affaire sont concernés plusieurs Etats, menant chacun leur propre politique, comme vous l'avez dit, M. le ministre. Les producteurs sont multiples et utilisent des techniques variées, plus ou moins souples. N'oublions pas les effets de la libéralisation du marché européen, qui rend une grande part de ces acteurs libres d'agir à leur guise. Je dis « une grande part » parce qu'il existe quand même des limites à cela. Au milieu de cet imbroglio, quel est le rôle de l'Etat français ? Quel est le rôle du gouvernement, pour essayer d'éviter une catastrophe ? M. le ministre, avez-vous en main la totalité des ficelles pour maîtriser ce genre de situation dès demain ? J'ai bien entendu une de vos réponses : nous avons la capacité de stocker de l'eau, pour pouvoir éventuellement intervenir. Quelle est la politique actuelle de l'Etat vis-à-vis de cette approche ? Des orientations sont-elles définies ? Des moyens sont-ils déjà en œuvre ? Existe-t-il des programmes à réaliser ? Si non, y en aura-t-il ? On a parlé tantôt du réseau RTE, mais parlera-t-on de la distribution, aux mains d'autres opérateurs que RTE ? Et des collectivités locales, syndicats ou autres, qui peuvent se retrouver concernés ? Je veux ainsi dire que ce problème est complexe, car voit intervenir des acteurs publics et privés. Comment, dans cet ensemble, comptez-vous assurer la régulation de ce marché libéralisé ? Que sommes-nous en mesure de faire actuellement, en regard des solutions que nous souhaitons apporter ultérieurement ?

Etant du sud de la France et proche de l'Espagne, ma deuxième question se rapporte à l'état d'avancement du projet de ligne à haute tension entre la France et l'Espagne qui vise à désenclaver la péninsule. On en parle depuis longtemps déjà. Je profite que vous soyez à mes côtés, M. le ministre, pour vous poser la question.

M. Bruno Sido, président – Je précise que ce sera la dernière question, car M. le ministre doit nous quitter dans une dizaine de minutes au plus tard.

M. François Loos – M. Jean-Marc Pastor me permet de faire le point politique sur ces questions. Il est vrai que la commission m'a jusqu'ici interrogé sur des aspects techniques. Derrière ces réponses techniques apparaissent des choix politiques clairs, que nous nous devons d'exprimer de façon compréhensible. Premièrement, nous avons déjà connu des pannes totales, des black-out, en Corse, notamment, en Italie aussi et en Californie.

L'action de l'Etat porte sur la sécurité d'approvisionnement qui, en temps normal, signifie la garantie de l'approvisionnement à un bon prix. En temps de crise, cela signifie la continuité du service. Notre choix politique est de nous donner les outils pour rester en mesure d'assurer l'approvisionnement. Le premier de ces outils est le niveau d'investissement. Nous avons demandé à EDF d'investir 40 milliards d'euros sur cinq ans. Nous avons inscrit dans la PPI le niveau d'investissements nécessaires, et je vous ai exprimé ma satisfaction de constater que plusieurs opérateurs privés sont prêts à les réaliser. Dans les domaines où les opérateurs feraient défaut, la loi me confère le pouvoir de lancer des appels à projets. C'est ainsi que l'on a fait démarrer l'éolien. Un appel à projets sur la biomasse est en cours. Il existe donc un instrument pour aider à la réalisation des investissements, accessible aux entreprises publiques ou privées, françaises ou étrangères, qui fonctionne et qui apporte des réponses.

Le deuxième rôle de l'Etat est la régulation. Elle s'effectue soit par décision du Gouvernement, soit par décision du régulateur. Le régulateur est un organisme indépendant des producteurs qui conduit les analyses les plus objectives possibles, constituant ainsi un garant de neutralité pour l'Etat, contre un éventuel penchant à privilégier une option plutôt qu'une autre. L'Etat fixe aussi les normes : je vous ai parlé plus tôt des normes professionnelles qui diffèrent d'un pays à l'autre, voire d'une région à l'autre –comme en Allemagne– et des conséquences sur la gestion des crises. Je réitère mon appel politique à la réalisation commune de normes afin d'arriver à la plus grande efficacité possible. Quand les normes sont acquises par consensus au sein d'une profession, on intervient peu. Par contre, quand la profession peine à arriver au consensus, il est indispensable d'intervenir. Vous vous souvenez que la norme de la TNT a fait l'objet de nombreux débats, il y a quelques années. Aujourd'hui, la norme sur la télévision haut débit, celle sur la radio numérique, sont des domaines où nous prenons part. L'Etat essaie de faire en sorte que, grâce à la norme, les industriels puissent décider de leurs investissements. Car, sans norme, ces derniers n'investissent pas.

Ensuite, l'Etat arrête les règles de délestage : nos méthodes en vigueur diffèrent de celles suivies par nos voisins. Une harmonisation n'est pas obligatoire, mais selon la façon dont on déleste, on risque plus ou moins le black-out. On fait également le choix, positif ou négatif, de qui l'on déleste ou non. Tous ces choix ressortent de la politique locale et sont effectués par les préfets. Vous voyez donc que nous disposons des moyens d'action nécessaires. Les mettre en œuvre demande que nous fassions des choix politiques, et même des choix de politique technique, nationaux ou européens, ce dont nous discutons en permanence avec nos homologues.

Enfin, en ce qui concerne la ligne très haute tension entre la France et l'Espagne, vous savez que ce projet résulte d'un accord intergouvernemental mais qu'il n'y a pas eu d'accord sur le tracé. On sent bien l'importante résistance au plan local à certaines options. C'est la raison pour laquelle, avec nos amis espagnols, nous avons décidé d'utiliser une procédure européenne

qui permet de poser la question à une sorte de commissaire enquêteur européen, qui sera bientôt désigné par la Commission européenne, pour émettre des propositions dans ce domaine. Mon homologue espagnol et moi-même avons écrit à l'institution afin qu'elle désigne un coordonnateur européen. Cette liaison est importante pour l'Espagne. La demande de nos collègues espagnols pour que cette ligne voie le jour est forte.

M. Bruno Sido, président – Merci M. le ministre pour vos réponses claires, précises et concises. Merci chers collègues pour toutes vos questions qui, dès le premier jour, commencent déjà à enrichir les pièces qui permettront aux rapporteurs de rédiger leur rapport, que nous remettrons théoriquement au mois de juin prochain. Merci pour votre présence.

Commission de régulation de l'énergie (CRE)
1^{er} février

M. Philippe de Ladoucette, président

M. Bruno Sido, président – Nous recevons maintenant Philippe de Ladoucette, président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

M. Philippe de Ladoucette, président de la CRE – La sécurité d'approvisionnement en matière électrique repose sur deux facteurs : la production et le transport. Les moyens de production ont constitué un sujet essentiel de préoccupation en France et en Europe au cours du XX^{ème} siècle mais le second élément, à savoir le flux, est souvent resté au second plan. Or, la sécurité d'approvisionnement en électricité dépend tout autant de la quantité d'énergie produite que de la gestion optimale de ces flux dans l'espace et dans le temps. Le fait que l'électricité ne soit pas stockable entraîne l'obligation pour le gestionnaire de réseau de veiller, d'une part, à assurer constamment l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité et, d'autre part à ce que le réseau soit toujours prêt à transporter la totalité de l'électricité produite. La sécurité d'approvisionnement revient alors à garantir une double fiabilité, celle de la production et celle du réseau.

La CRE n'est pas l'autorité garante de la sécurité d'approvisionnement. Toutefois, un certain nombre de ses compétences lui donne un rôle majeur dans ce domaine, quand bien même elle n'intervient pas dans le choix des modes de production, ni dans la politique de maîtrise de la demande.

La CRE, autorité indépendante en charge de la régulation dans le domaine du gaz et de l'électricité, tire son existence et ses missions de la loi du 16 février 2000 transposant les dispositions de la directive européenne de 1996 qui fixe le cadre et les modalités d'ouverture du marché de l'électricité, complétées dans le domaine du gaz par la loi du 3 janvier 2003 transposant la directive européenne de 1998.

Les compétences de la CRE ont été, au fur et à mesure, renforcées, notamment par les lois du 13 juillet 2005 et du 7 décembre 2006 transposant les directives européennes du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz et de l'électricité. Ainsi, la CRE dispose aujourd'hui de missions étendues :

- concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel ;
- garantir un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux et aux infrastructures de gaz et d'électricité ;
- surveiller les transactions sur les marchés, organisés ou non ;

– mettre en œuvre les dispositions relatives au service public en vue de concilier concurrence et maintien des missions de service public, comme c'est le cas pour le tarif social en gaz et en électricité et pour la péréquation des tarifs.

La CRE n'est donc pas l'autorité garante de la sécurité d'approvisionnement. Cette dernière, qui recouvre en particulier la sécurité de l'approvisionnement en énergie primaire, relève du ministre en charge de l'énergie. L'électricité n'est qu'une énergie dérivée dont la production dépend de multiples sources d'énergies primaires. Cette multiplicité est un atout en matière de sécurité d'approvisionnement. Néanmoins, la CRE dispose d'une série de compétences qui sont autant de leviers contribuant à l'action des pouvoirs publics en matière de sécurité d'approvisionnement de l'électricité. Plus précisément, la CRE contribue à assurer la prévention des risques de défaillance du réseau à court et long terme.

La sécurité d'approvisionnement repose à chaque instant sur la nécessité pour le gestionnaire de réseau de trouver les marges de production disponibles sur le territoire national et chez nos voisins afin de pallier la survenue d'un aléa comme un incident de production, un incident de réseau ou des variations de consommation.

C'est l'objet du mécanisme d'ajustement, qui permet d'assurer en permanence l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de son exploitation à un coût raisonnable. La loi a confié à RTE la responsabilité du fonctionnement de ce mécanisme et au régulateur l'approbation préalable de ses règles. Ce mécanisme mis en place au début de 2003 a été progressivement amélioré. L'un des objectifs que la CRE a fait partager au groupe des régulateurs européens est le renforcement de la compatibilité des différents mécanismes appliqués en Europe.

La loi de 2000 soumet le programme d'investissement du gestionnaire de réseau de transport, en l'occurrence RTE, à l'approbation de la CRE. Il s'agit là d'une compétence majeure puisque, concrètement, la CRE a la charge de vérifier que le programme d'investissement de RTE permet d'assurer à la fois le bon entretien et le développement des réseaux au regard des projets de raccordement des producteurs d'électricité et des prévisions d'évolution de la demande.

Elément essentiel de la capacité d'investissement du gestionnaire de réseau, les conditions d'utilisation du réseau et, notamment, les tarifs d'accès aux réseaux, sont proposés par la CRE aux ministres compétents. La CRE s'attache à ce que le niveau de ces tarifs permette au gestionnaire de réseau d'investir dans le développement et le renouvellement du réseau. Tel est bien le cas aujourd'hui avec la rémunération servie au capital investi, avec un taux nominal de 7,25 %, qui permettra à RTE d'investir 740,7 millions d'euros pour l'année 2007.

Cette compétence concerne tout autant le réseau national que les interconnexions aux frontières, qui doivent être suffisantes afin notamment de

pouvoir bénéficier des marges de production disponibles chez nos voisins. C'est une préoccupation constante de la CRE lorsqu'elle exerce le pouvoir que la loi lui a confié d'approuver les programmes d'investissement de RTE. Vous avez pu noter que la CRE a regretté la faiblesse des investissements et aurait souhaité que l'affichage corresponde à une forme de volontarisme politique montrant qu'il est nécessaire de prévoir des investissements sur les interconnexions. Cependant, la CRE est parfaitement consciente des difficultés en matière réglementaire et administrative à obtenir les autorisations pour construire une infrastructure. Mais elle est en débat avec RTE, qui estime délicat d'afficher un programme d'investissement dont on sait qu'il sera difficile à réaliser. Mais la CRE souhaiterait que RTE affiche ce programme car cela permettrait d'émettre un signal sur la nécessité de le réaliser et, dès lors, de se mettre en situation de trouver les moyens de résoudre le problème rencontré pour la construction des infrastructures.

L'interconnexion des réseaux électriques européens est une réalité ancienne qui date de l'immédiat après-guerre. Elle a alors permis aux pays européens de partager une ressource rare, la production d'énergie électrique. La période de pénurie révolue, elle a permis d'améliorer la sécurité d'exploitation par un partage des réserves de production. Enfin, elle a permis le développement des échanges commerciaux entre les différents producteurs européens. La France en a bénéficié en écoulant le surplus de production nucléaire dont elle disposait et en devenant ainsi le plus gros exportateur d'électricité du continent européen. En 2006, la France est largement exportatrice avec l'ensemble de ses voisins, à l'exception notable de l'Allemagne qui importe 9,5 térawattheures (TWh) et en exporte 15. Le président d'EDF vous donnerait des chiffres sensiblement différents. En effet, EDF est quasiment à l'équilibre mais ce n'est pas le seul intervenant sur le marché, et ce sont les autres acteurs du marché qui font qu'aujourd'hui la France est plus importatrice qu'exportatrice vis-à-vis de l'Allemagne.

Je souhaite d'emblée rejeter l'idée qu'une réduction de l'interconnexion des réseaux électriques et le choix de l'autonomie nationale des réseaux permettraient de renforcer la sécurité d'approvisionnement. Lorsqu'elle est convenablement gérée, l'interconnexion des réseaux permet au contraire de minimiser les conséquences d'une défaillance sur un point du réseau. Le 4 novembre dernier, la coordination des gestionnaires de réseaux européens n'a pas été aussi approfondie que nécessaire. Elle a néanmoins permis d'éviter un effondrement total du réseau allemand aux conséquences bien plus désastreuses. En outre, elle permettrait de secourir le réseau français, si cela était un jour nécessaire.

Je vais maintenant passer la parole à M. Michel Massoni, directeur de l'accès aux réseaux électriques à la CRE, qui va approfondir les deux points que je viens d'évoquer -la prévention à court et long termes- avant d'arriver aux conclusions que nous tirons de l'enquête menée avec les régulateurs européens sur la panne du 4 novembre 2006.

M. Michel Massoni, directeur de l'accès aux réseaux électriques à la CRE – Je vais essayer de rendre concrets les éléments clés qui justifient les préconisations de la CRE pour un fonctionnement fluide des échanges internationaux d'électricité et leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. Avant de commenter les conclusions que les régulateurs européens tirent de l'incident du 4 novembre dernier, je souhaite revenir sur le fonctionnement historique des réseaux électriques européens pour montrer les évolutions qui sont absolument nécessaires, quel que soit le contexte économique dans lequel on se situe.

Un changement d'échelle est nécessaire dans la gestion des réseaux afin de développer la sécurité d'approvisionnement. Pendant de nombreuses années, les électriciens européens avaient une vision essentiellement nationale, à la réserve près qu'un certain nombre de dispositions étaient prises pour du secours ponctuel, mais sur des bases assez marginales car le réseau européen est relativement fiable comparativement aux réseaux d'autres continents. Aussi, pendant très longtemps, les électriciens européens ont utilisé pour leurs échanges le concept de « chemin contractuel », schématisation grossière des échanges consistant à postuler que, par exemple pour aller de France en Autriche, l'électricité passait de France en Allemagne puis d'Allemagne en Autriche. En réalité, la physique des échanges électriques est très différente et induit qu'une partie de l'électricité va suivre ce chemin mais qu'une autre partie va sans doute suivre un chemin traversant la Suisse. Les électriciens s'appuyaient sur ce concept car ils vendaient de l'électricité à des entreprises verticalement intégrées, en n'isolant pas le coût du transport. En conséquence, dans les échanges historiques, le coût de l'électricité était prédominant et le recouvrement précis des coûts de transport n'était pas une priorité. Or, la rémunération du transport nécessite de mettre en évidence le coût induit par les échanges et, pour être équitable, de suivre les lois de la physique du déplacement de l'électricité dans les réseaux. La difficulté réside alors dans le fait que l'électricité ne va pas d'un point à un autre par un chemin défini mais qu'elle se diffuse dans les réseaux. Ce problème est spécifique à l'électricité, ce qui la distingue d'autres fluides comme le gaz ou le pétrole.

Compte tenu du passé, la gestion économique rationnelle des interconnexions fondée sur la physique des échanges n'était pas possible et cet état de fait pouvait même engendrer des situations dangereuses. Ce fut le cas de l'incident emblématique survenu sur le réseau belge le 14 juillet 1999. Ce jour-là, les réseaux de transport d'électricité français et belge ont dû faire face à des flux d'énergie transfrontaliers non prévus, extrêmement importants et mettant en jeu la sécurité du réseau belge. Les mesures d'urgence prises ont consisté à interrompre les transactions prévues, déclarées et organisées entre EDF et Electrabel, car les flux d'énergie dont l'origine était inconnue ne pouvaient pas être gérés. L'analyse a révélé ultérieurement que ces flux d'énergie impromptus venaient du réseau allemand, les gestionnaires allemands ayant oublié de prévenir leurs collègues étrangers des modifications

intervenues dans l'exploitation de leurs réseaux pour régler leurs propres problèmes. Il est vrai qu'à l'époque, rien ne les y contraignait.

Cet incident est à l'origine de la réflexion des régulateurs et des gestionnaires de réseaux sur la nécessité d'améliorer la coordination des réseaux nationaux. En effet, la prise en compte de la physique des échanges suppose une forte coordination entre le pilotage du réseau de la zone donnée et celui des réseaux voisins. C'est vrai à l'échelle d'un pays : la Bretagne, région fortement déficitaire en production d'électricité, est correctement alimentée grâce au réseau et à la coordination que le gestionnaire de réseau français assure pour l'alimenter à partir de moyens de production situés dans d'autres régions. La sécurité d'approvisionnement de la Bretagne dépend donc de la coordination que RTE assure, de façon centralisée à Saint-Denis, entre les sept centres régionaux dont la France est dotée. Ce que nous résolvons de manière tout à fait correcte en France va devoir être résolu à l'échelle européenne. Je prends l'exemple de l'Italie, qui a vécu un véritable black-out le 28 septembre 2003 : fortement importatrice, l'Italie dépend de la France, de la Suisse et de l'Allemagne pour une partie de son alimentation en électricité. Or, son gestionnaire du réseau de transport se coordonne moins efficacement avec les gestionnaires de réseaux des pays voisins que RTE est capable de le faire aujourd'hui en coordonnant la production et la consommation entre les différentes régions françaises, notamment la Bretagne. La sécurité d'approvisionnement en électricité peut être améliorée par une mise en commun des moyens de production à une échelle large. Pour la Bretagne, l'échelle est française. Pour l'Italie, l'échelle est européenne, même si aujourd'hui la coordination n'est probablement pas suffisante. Pour que cette mise en commun des moyens puisse correctement fonctionner, cinq conditions, sur lesquelles les régulateurs et les gestionnaires de réseaux sont d'accord, sont nécessaires :

- les différentes zones sont connectées par des infrastructures de capacité suffisante. Par exemple, avec la capacité qui existe aujourd'hui entre la France et l'Espagne, il est illusoire de prétendre secourir le réseau espagnol par le réseau européen, et en particulier par le réseau français ;

- les règles de marché d'échanges internationaux sont homogènes pour assurer une répartition équitable, entre les différentes zones interconnectées, de l'énergie produite, sinon les transactions vont être réalisées là où les règles sont les plus favorables ;

- le niveau d'information entre les différentes zones sur l'état du réseau et celui du système de production à court, moyen et long terme doit être suffisant et homogène. L'ensemble des régulateurs européens a développé un certain nombre de recommandations qui sont aujourd'hui incomplètement appliquées. La Commission européenne envisage de les rendre juridiquement contraignantes à l'occasion du troisième paquet législatif. Sans cette information large et homogène, la visibilité n'est pas suffisante pour les investisseurs, quelle que soit leur nature, sur les besoins de chaque zone et leur évolution dans le temps. Il n'est pas certain que les investisseurs soient incités

à investir s'ils ne voient pas de débouchés suffisants pour les moyens de production qu'ils pourraient être amenés à mettre en place. Ce point est fondamental. L'Europe manque d'un système comparable à celui de la France, correctement organisée au niveau national avec le processus de PPI ;

– les règles de mobilisation des réserves de production qui permettent de pallier les aléas doivent être compatibles entre les zones. La CRE dispose, grâce à l'article 15 de la loi du 10 février 2000, d'un pouvoir particulier d'approbation des règles de fonctionnement du mécanisme d'ajustement et de mobilisation des réserves qui donnent au gestionnaire du réseau de transport la capacité d'assurer l'équilibre dans des conditions économiquement favorables ;

– la coopération et la coordination entre les gestionnaires de réseaux responsables du contrôle de chacune des zones interconnectées doivent être efficaces. Cette efficacité repose sur trois piliers : la prévision des flux d'énergie, la gestion de ces flux et la coordination des mesures d'urgence.

Compte tenu des conséquences subies par les cinq millions de consommateurs français privés d'électricité le 4 novembre 2006, la CRE a largement été à l'origine de la décision de l'ERGEG (The European Regulators' Group for Electricity and Gas -Groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz) d'entreprendre une analyse détaillée de cet incident, qui a touché l'Europe entière et dont la compréhension ne peut être obtenue que par l'examen global de l'ensemble des actions entreprises par les gestionnaires de réseaux pour gérer l'incident. L'ERGEG a aussi examiné les analogies de cette panne avec d'autres incidents récents, en particulier le black-out italien du 28 septembre 2003 qui avait également donné lieu à une analyse de l'ERGEG, menée par les régulateurs italien et français, et à des rapports de l'Union pour la coordination de la transmission de l'électricité (UCTE) rendus publics. Il est frappant de constater qu'en 2003, les préconisations des régulateurs étaient déjà très proches de celles découlant des constats effectués à l'issue de l'incident du 4 novembre 2006, les deux axes mis en évidence en 2003 ayant été confirmés en 2006.

Les mesures de pure coopération consensuelle entre les gestionnaires de réseaux au sein de l'UCTE sont insuffisantes. L'UCTE n'a pas pris en compte les conclusions qu'elle avait elle-même tirées des causes et remèdes au black-out italien du 28 septembre 2003 dans la révision des règles opérationnelles qu'elle a publiée cette année, car elle n'a pas obtenu de consensus sur la mise en application de ces règles. L'analyse technique ne peut pas passer dans les règles consensuelles. Les régulateurs considèrent qu'il est nécessaire de passer à un cadre législatif et réglementaire contraignant, sur des bases techniques solides qui commencent à être définies. Personne n'a contesté sur le plan technique les conclusions du rapport sur le black-out qui a mis toute l'Italie dans le noir, pendant quelques heures dans le Nord du pays et pendant un jour dans le Sud de celui-ci. Cependant, ces conclusions n'ont pas pu être mises en œuvre parce que les intérêts ou les règles techniques appliquées par chacun des opérateurs de réseaux ne sont pas compatibles. Les

instruments juridiques vont devoir être européens parce qu'il semble difficile d'arriver dans un bref délai à une convergence des législations nationales par une simple négociation bilatérale, voire multilatérale à l'intérieur de certaines régions. Sans harmonisation des règles d'exploitation des réseaux européens, l'alternative se situera entre les deux solutions suivantes :

– la première d'entre elles consistera à revenir à la situation passée, où chacun assure son autonomie mais où les échanges sont restreints de façon à ne pas mettre la sécurité globale du réseau en péril. Cette solution risque de se révéler inappropriée car elle va engendrer des surcoûts. En effet, chaque pays devra disposer d'un niveau de réserve destiné à couvrir ses propres besoins, alors que la mise en commun des réserves est depuis longtemps considérée comme moins coûteuse que la constitution de réserves séparées ;

– la seconde solution réside dans l'interconnexion des réseaux européens par des moyens surabondants. Il semble illusoire de s'engager dans cette voie qui, certes, permettrait d'améliorer les marges physiques, mais se heurterait à la difficulté à réaliser de nouvelles infrastructures de transport à très haute tension ainsi qu'au surcoût d'investissement engendré.

Le deuxième axe sur lequel les régulateurs se sont penchés est la définition concrète de ce que devrait recouvrir la coopération approfondie entre les gestionnaires de réseaux. Il existe une assez forte convergence d'analyse entre les régulateurs et l'UCTE dans la définition des sujets sur lesquels les gestionnaires de réseaux devraient développer leur coopération. Ce sont essentiellement les règles de prévision des flux et celles d'information à court terme sur l'évolution réelle des flux. Lorsque E.ON a effectué les opérations de réseau qui ont conduit à l'incident du 4 novembre dernier, il n'a ni appliqué les règles de calcul que l'UCTE avait fixées, ni échangé suffisamment d'informations avec les réseaux voisins, ni refait de calculs précis de la situation du réseau telle qu'elle aurait résulté de la décision d'exploitation prise. De toute évidence, ce type de décision doit être rendu obligatoire pour les gestionnaires de réseaux.

Voilà ce que je peux dire à ce jour des conclusions que les régulateurs européens sont en mesure de tirer sur le plan technique de la panne du 4 novembre 2006. J'espère avoir répondu à la demande de M. le président Ladoucette de préciser les éléments sur lesquels ils ont travaillé.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie d'avoir répondu à un certain nombre de questions que nous nous posons. Personnellement, je tiens à souligner qu'au fil des auditions, il apparaît que la question de la sécurité d'approvisionnement en électricité ne porte pas sur la production et sur les qualités techniques du réseau mais qu'en revanche, les incidents tiennent à une régulation, à des réglementations, à une législation qu'il va falloir harmoniser. Je note également qu'il existe un conflit entre la sécurité renforcée et le prix. Je rappellerai que, lorsque le président Giscard d'Estaing a décidé que la France se lançait dans l'électricité nucléaire, il a fait primer l'indépendance

énergétique et électrique du pays. Aussi, ma question est de savoir comment dénouer le dilemme entre la sécurité d'approvisionnement et le coût.

M. Philippe de Ladoucette, président de la CRE – Le rapport des régulateurs européens sur l'incident du 4 novembre va être présenté à Bruxelles les 6 et 7 février prochain pour être approuvé et tirer les conclusions qui vont dans le même sens que celles de l'UCTE. Puisque tous semblent d'accord, je ne vois pas pourquoi ne pas prendre des mesures obligatoires de fonctionnement entre les gestionnaires de réseaux européens. D'ailleurs, dans les incidents récents, deux pays ont été particulièrement mis en cause : l'Allemagne et la Suisse, qui sont deux pays de tradition d'autorégulation. Aucune régulation extérieure ne s'y applique et les accords se font à minima entre les différents opérateurs. Ce minimum n'est pas suffisant et il convient de passer désormais à la phase ultérieure, qui consiste à poser des règles contraignantes obligatoires. J'ai le sentiment que cette orientation est générale aujourd'hui : la Commission européenne y est favorable, les gouvernements n'y sont pas défavorables, les opérateurs sont obligés de reconnaître le problème et les régulateurs sont d'accord. Je vois donc une issue possible.

M. Michel Esneu – Le président de la mission a évoqué un conflit entre la sécurité d'approvisionnement et le prix. Je pense pour ma part que le conflit se situe entre la sécurité d'approvisionnement et l'autonomie des Etats. Suite à une banale erreur humaine, on va transférer à des autorités qualifiées des compétences de l'Etat très importantes. Aussi, j'attire l'attention sur le fait de ne pas dessaisir les Etats d'une question fondamentale concernant tous leurs ressortissants.

M. Philippe de Ladoucette – Il ne s'agit pas de dessaisir les Etats d'une compétence qu'ils auraient ou non, mais il convient de définir des règles de fonctionnement qui aujourd'hui existent notamment en France et qui ont fait leurs preuves, ainsi que d'imposer des règles un peu similaires dans des zones ou des pays où elles n'existent pas. Par ailleurs, il est un peu simple de parler d'erreur humaine chez le gestionnaire de réseau E.ON. La question est de savoir si, le 4 novembre 2006, il existait des règles claires et un protocole d'usage afférent. En matière de sécurité, il existe toujours des règles et l'erreur humaine est toujours à mettre en parallèle avec celles-ci. Or, il s'avère que, dans le cas précis de ce qui s'est passé le 4 novembre dernier en Allemagne, les règles n'étaient pas édictées. C'est le point sur lequel il convient d'insister. La question qui se pose ensuite est celle de la nécessité d'une coordination, d'une part, de l'ensemble des réseaux européens, d'autre part, des régulateurs. Il semble que cette coordination, qui est une des propositions de la Commission européenne du 10 janvier dernier, soit un élément nécessaire pour faire fonctionner de façon satisfaisante le réseau européen. Il ne s'agit donc pas d'un dessaisissement de compétences des Etats mais des responsabilités de plusieurs entreprises intégrées verticalement opérant dans un même pays. Cette forme d'intrusion n'occasionnerait pas de changement pour la France mais introduirait de réelles modifications chez certains de nos voisins. Dans

un système dont les règles de fonctionnement des réseaux sont harmonisées, les gouvernements resteront maîtres de la politique énergétique.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – On retrouve la notion de sécurité et de coût, la notion d'Etat et d'Europe, la notion de responsabilité et de solidarité, la notion de public et de privé. Face à cet amalgame, comment essayer d'en sortir une ligne directrice qui impose des règles à chacun des Etats ? Au fil des auditions, je me rends compte que l'Europe compte deux acteurs forts, la France et Allemagne, avec des pratiques et des techniques qui se font face. J'établissais précédemment un parallèle avec EADS et l'équipement de l'A380. Il apparaît que, sur le plan technique, il existe d'énormes difficultés à trouver des partenariats avec l'Allemagne. J'aimerais connaître votre sentiment sur ce point. Car, certes, il s'agit d'un problème technique mais derrière celui-ci, se pose un choix politique. Croyez-vous vraiment aujourd'hui à une Europe qui fasse que, sur un maillage nécessaire existant depuis des dizaines d'années autour de l'électricité, il soit possible d'aller plus loin ? S'orientent-ils vers une sorte d'opposition, de conflit, sous couvert technique, sous couvert de propriété où chacun veut rester maître chez lui, et, demain, vers de grosses difficultés pour harmoniser ?

M. Philippe de Ladoucette – M. le Rapporteur, vous soulevez une vaste question à laquelle je n'aurai pas la prétention de pouvoir répondre. Concernant le premier point, l'Allemagne, où de nombreux secteurs économiques sont régulés depuis longtemps, a curieusement été le dernier pays européen à se doter d'un régulateur en matière d'énergie. En fonction depuis un peu plus d'un an seulement, celui-ci est confronté à une lourde tâche. Au fil de ces derniers mois, il a pris des décisions importantes dans le domaine du réseau de transport, notamment sur les tarifs. Mais cela ne supprime pas encore tout à fait un certain dans le vécu entre l'Allemagne et les autres pays européens. D'une façon plus large, l'énergie a été le premier élément constitutif de l'Europe, avec le traité CECA (Communauté européenne du charbon et de l'acier) en 1951. Aussi, je crois personnellement que l'Europe peut être une plateforme valable pour le développement de l'énergie. Toutefois, il est vrai que nous rencontrons des difficultés mais je pense que celles-ci sont surmontables entre les différents partenaires, à la fois entre les gestionnaires de réseaux, entre les régulateurs et entre les Etats. Chacun sait que l'Europe a connu des crises, y compris à l'époque de la CECA, et j'y fais allusion en tant qu'ancien PDG de Charbonnages de France ! Qui plus est, le temps de l'Europe est un temps long.

M. Michel Billout, rapporteur – Lors de la panne du 4 novembre 2006, la parfaite coordination en France entre RTE et EDF pour mettre en œuvre les bons réflexes et rétablir rapidement l'électricité sur tout le territoire national a été saluée. On peut penser que cette bonne coordination résulte d'un passé où l'entreprise était encore totalement intégrée. Que pensez-vous, dans ce cadre-là, de la préconisation de la Commission européenne visant à séparer totalement les gestionnaires de réseaux et les entreprises chargées de la production ? En essayant d'imposer un modèle

d'organisation, n'y a-t-il pas un risque d'aggraver les problèmes de règles de coordination pas toujours correctement mises en œuvre dans certaines parties de l'Europe ? Est-ce le bon moyen d'assurer le financement des investissements nécessaires dans les réseaux et ne craignez-vous pas d'avoir des conflits d'intérêts entre les entreprises chargées de la production et celles chargées du transport ?

M. Philippe de Ladoucette – Votre question est au cœur du débat qui aura lieu dans les mois à venir sur les propositions de la Commission européenne. Les pouvoirs publics français se sont déjà déclarés peu favorables à cette initiative. Le régulateur français n'a pas été demandeur de cette séparation et a plaidé pour que cette proposition ne soit retenue qu'en tant qu'ultime recours, une fois qu'aurait été entièrement mise en œuvre l'application des directives européennes. Même s'il demeure encore des lacunes, on peut considérer que, dans le système français, RTE ne fait pas l'objet de critiques en termes de discrimination de la part des acteurs de marché et fait preuve d'une réelle indépendance par rapport à son actionnaire. En conséquence, sans y être défavorable sur le principe, la CRE n'a pas été demandeur de cette séparation, dans la mesure où des éléments particuliers à la France permettent un bon fonctionnement. Un de ces éléments est que la CRE est le seul régulateur européen, avec son homologue britannique, à avoir la responsabilité de l'approbation des programmes d'investissements. C'est un moyen de sécurisation contre d'éventuelles distorsions de concurrence de la part de la maison mère pour refuser ou favoriser tel ou tel investissement. La CRE est un garde-fou. Le système d'indépendance, tel qu'il a été institué en France et qui résulte en fait de l'application assez proche des directives européennes, peut fonctionner. Le modèle français est un exemple en matière d'indépendance. A contrario, le modèle allemand qui a un système intégré avec quatre entreprises et quatre gestionnaires de réseaux, n'est pas à l'abri d'interférences de la part des actionnaires. Autrement dit, l'indépendance des gestionnaires de réseaux n'est pas aussi assurée que dans le cas français. Ces deux exemples, avec deux fonctionnements différents, ne donnent pas les mêmes résultats. C'est pour cela que, face aux distorsions de concurrence, la Commission européenne souhaite s'orienter vers la séparation patrimoniale ou vers une solution dégradée dénommée ISO. Je dis « dégradée » parce que, selon l'avis de différents experts, cette dernière solution n'apparaît pas comme optimale.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie pour la clarté de vos propos.

Commissariat à l'énergie atomique (CEA)

11 avril

**M. Alain Bugat, président du conseil d'administration
et administrateur général**

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie de votre présence parmi nous aujourd'hui.

Nous recevons Alain Bugat, président du conseil d'administration et administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique (CEA), en le remerciant d'avoir accepté l'invitation de la mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement en électricité. Celle-ci, qui rassemble toutes les commissions du Sénat et tous les courants politiques, a été mise en place à la suite de la panne du 4 novembre 2006 dans le but de formuler des préconisations pour la France permettant d'éviter la répétition de tels incidents. Car l'électricité peut être comparée au sang dans les veines : quand il n'y en a plus, tout s'arrête. Nous avons rapidement constaté qu'avec l'ouverture du marché de l'électricité, la France est devenue si dépendante des autres Etats européens que nous ne pouvons pas examiner la question de sa sécurité d'approvisionnement sans nous préoccuper des autres pays de l'Union européenne, de leurs systèmes de production, de leurs plans pluriannuels d'investissement -si tant est qu'ils en aient- et de leurs politiques énergétiques. Le CEA est un acteur majeur de la recherche en la matière et nous sommes donc ravis de vous entendre. Nous pourrions articuler cette heure que nous avons à passer ensemble en deux temps : un propos liminaire de votre part, suivi de questions. Je vous remercie.

M. Alain Bugat, président du conseil d'administration et administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique (CEA) - Merci, M. le président. Comme vous l'avez signalé, le CEA est aujourd'hui un établissement public de recherche à titre exclusif puisque toute la partie industrielle ainsi que la partie sûreté et traitement des déchets, qui ont longtemps fait partie de ses activités, ont été filialisées. Je me prononcerai donc sur le plan de la recherche. Toutefois, le CEA assume aussi une mission de supervision générale sur la manière dont évolue le système nucléaire français et international. A ce titre, il reste le conseiller du Gouvernement pour les affaires nucléaires internationales et les relations diplomatiques, que ce soit dans un cadre bilatéral ou multilatéral. Quelques éléments pourront peut être être ajoutés sur ce deuxième aspect.

Es qualité, je participe au groupe de travail du Centre d'analyse stratégique (CAS) sur les perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050, présidé par Jean Syrota. Peut-être avez-vous eu l'occasion de discuter de cette question avec lui ? Ce groupe de travail a évalué l'effort actuel de recherche français public -provenant des fonds publics, de l'Etat et des différentes agences- à 722 millions d'euros, dont 350 millions sont

destinés au nucléaire pour financer la recherche mais aussi les coûts de support du nucléaire et ceux liés au respect de la réglementation complexe qui s'applique aux matières nucléaires : une protection physique, des gardiens et des services de protection contre les radiations sont ainsi nécessaires. La fraction « recherche » représente les deux tiers de ces coûts, la fraction « frais fixes » un tiers, ce qui est plutôt élevé. Une partie de ces 722 millions d'euros est consacrée au volet « biocarburants », qui reste assez dispersé, tandis que le volet « production électrique » est relativement ramassé. Le troisième volet concerne les bâtiments et les économies d'énergie.

Au-delà de ces 722 millions d'euros d'investissement en recherche et développement, la puissance publique « dépense » aussi pour l'énergie au travers des aides fiscales et des tarifs de rachat, qui représentent quant à eux un montant nettement supérieur à un milliard d'euros, que ce soit pour l'aide aux biocarburants et à la cogénération ou pour les rachats d'électricité éolienne ou photovoltaïque. La conclusion à laquelle le groupe devrait vraisemblablement parvenir est qu'entre ces différentes dépenses, le curseur peut être adapté : nous proposerons sans doute une augmentation de l'effort de recherche et développement.

S'agissant de l'indépendance énergétique, le rôle du CEA est de surveiller les échéances à 30 ans. Les acteurs, comme EDF ou RTE, s'en sortent très bien sans nous pour gérer la génération en cours et l'arrivée de la troisième génération d'EPR. Un travail important, qui allie les industriels et les centres de recherche sur les combustibles, est mené sur cette nouvelle technologie pour améliorer les performances des combustibles et les taux de combustion, c'est-à-dire à inciter à faire un meilleur usage du combustible et de la matière valorisable, l'uranium, lequel est actuellement très mal utilisé dans les réacteurs. Seuls quelques pour cents sont consommés pour l'instant. En augmentant les taux de combustion et en recourant à des gaines de combustible plus résistantes, les performances économiques d'un réacteur comme l'EPR pourraient être sensiblement augmentées. L'EPR peut également brûler le plutonium : son chargement peut être entièrement composé de MOX (mixed oxyde), ce qui est fondamental en matière d'utilisation des matières valorisables et de réutilisation du plutonium, séparé à la Hague, et en termes de non-prolifération. Car contrairement à une idée reçue, nous savons également retraiter le MOX : le combustible initial, à base d'uranium, passe une première fois dans le réacteur puis est récupéré et transféré à la Hague, où le plutonium est extrait et le combustible MOX fabriqué pour être inséré dans le réacteur. Et après l'en avoir retiré, nous savons retraiter ce MOX, même si le second retraitement s'avère effectivement plus difficile parce que les poisons s'accumulent. Du point de vue de l'indépendance énergétique, nous disposons ainsi d'une capacité très significative de maîtrise du cycle et d'une visibilité très longue, qui peut aller jusqu'à des milliers d'années. Nous pourrions donc valoriser nos combustibles usagés sur une longue période.

Reste que, comme AREVA a dû vous le dire, la recherche d'approvisionnements en uranium sera un des éléments important du futur, parce que les MOX utilisent de l'uranium en même temps que du plutonium. Il importe donc d'avoir un peu d'avance sur ce point. Nous n'avons malheureusement pas pu acheter la mine d'uranium d'Olympic Dam, en Australie, qui représente un quart des réserves mondiales. Cette acquisition aurait nécessité un effort un peu plus concerté des pouvoirs publics à l'occasion d'une offre publique d'achat (OPA) que nous n'avons pas suivie. L'opération s'est déroulée trop rapidement et AREVA a présenté le dossier trop tard aux pouvoirs publics, qui ont réagi en se braquant. En outre, cette OPA dépassait les moyens d'AREVA et une action concertée d'EDF, d'AREVA et du CEA aurait donc été nécessaire pour acheter la mine. Pour autant, il n'y a aucune inquiétude majeure sur l'indépendance énergétique à avoir, même si le prix de l'uranium sur le marché spot a tendance à augmenter très significativement, car nos contrats sont des contrats de long terme.

En ce qui concerne les installations, un renouvellement s'avère nécessaire. Du reste, l'usine d'enrichissement d'Eurodif va être renouvelée et la partie de fluorisation, qui précède l'enrichissement, fait également l'objet d'un programme de rénovation complète par AREVA. Ainsi, nous aurons renouvelé pratiquement toutes les installations du cycle de l'uranium d'ici 2015.

Si notre action majeure sur la troisième génération de réacteur nucléaire concerne essentiellement le combustible, l'ensemble du système de la quatrième génération doit en revanche faire l'objet d'une nouvelle conception. La montée en puissance des efforts de recherche en matière nucléaire du CEA porte sur ce domaine. Le Président de la République a demandé que la France dispose d'un réacteur prototype en 2020, délai que nous essaierons de respecter mais qui reste très tendu. Des installations du cycle associé seront indispensables pour ce prototype : de petites usines seront nécessaires pour fabriquer le combustible et il faudra un petit laboratoire pour pouvoir inclure les déchets radioactifs pouvant être brûlés. Le but du prototype est aussi de vérifier que nous brûlons bien les fameux actinides mineurs, qui sont nettement plus irradiants que le combustible actuel composé de plutonium et d'uranium. Il faut donc prévoir des installations spéciales, avec une sécurité renforcée, ce qui signifie que l'effort d'investissement sera très significatif et qu'il s'accroîtra d'ici 2012-2013. Car si pendant la phase de faisabilité, d'ici à 2012, cet effort ne représentera que peu d'argent supplémentaire, la somme augmentera lors de la construction des installations. Ce point est incontournable pour passer à la quatrième génération. Cette préparation est en cours.

Le troisième volet du travail du CEA concerne la partie internationale. Sur ce plan, nous allons nous trouver confrontés au problème suivant : les initiatives concernant la quatrième génération ont été prises en commun, dans un forum international. Il s'agit donc d'un travail collectif, du moins pendant un certain temps. Car aujourd'hui, chaque pays essaie de tirer

profit de ses forces et de ses points forts pour poser des jalons en termes de propriété intellectuelle sur des concepts de réacteur. Ainsi, la France entend concevoir un réacteur prototype pour 2020, le Japon pour 2025, de même que les Etats-Unis. Il va donc falloir décider si nous considérons cette nouvelle phase comme une étape abordée de manière collective, internationalement, ou si nous nous trouvons déjà dans une bataille de savoir-faire et de technologie. Ce problème n'est pour le moment pas résolu.

Voilà ce que je peux dire sur le sujet qui nous intéresse. La partie recherche dans le nucléaire est destinée à assurer notre indépendance énergétique sur le long terme. Nous n'avons pas d'activité en ce qui concerne la sécurité des réseaux, en particulier dans le domaine électrique.

Mais à côté du nucléaire, le CEA est engagé dans un nombre limité de travaux de développement des énergies renouvelables.

L'effort porte principalement, s'agissant de la recherche publique, sur l'hydrogène et les piles à combustible, qui concerne à la fois l'électricité et les véhicules. Cette problématique touche à la sécurité électrique dans la mesure où les piles à combustible peuvent être utilisées pour fournir l'électricité de bâtiments et de sites isolés, dans un contexte « hors réseau ». Par ailleurs, ce type de piles représente l'une des solutions les plus porteuses pour le transport. Il s'agit d'un sujet majeur et très technologique, sur lequel de nombreux progrès sont encore à accomplir parce que les coûts restent très élevés, que ce soit les coûts cibles ou les coûts actuels. Il existe un facteur dix là où les choses sont les plus simples, c'est-à-dire par exemple pour les groupes électrogènes susceptibles de remplacer un groupe diesel de secours. Nous encourageons nos industriels à élaborer des produits réels et nous avons commandé un groupe de secours qui, fourni par AREVA, est installé au centre de crise du CEA à Saclay : mais il nous a coûté douze fois plus cher qu'un gros groupe diesel ! Il n'a donc pas été facile à obtenir mais nous sommes parvenus à justifier cet achat. Ces groupes présentent l'avantage non négligeable de n'avoir aucun problème de démarrage, puisqu'il n'existe pas de phénomène d'encrassement, tandis qu'un groupe diesel ne démarre pas une fois sur trois, ce qui est ennuyeux quand il s'agit d'un groupe de secours de réacteur nucléaire... Au-delà de la pure problématique énergétique, nous pouvons donc espérer en sus un progrès qualitatif !

Les travaux du CEA portent également sur l'énergie solaire photovoltaïque, domaine dans lequel la France souffrait d'une très grande dispersion de ses efforts, répartis sur une multitude de laboratoires de type universitaire. Nous connaissions donc un retard considérable par rapport au Japon et à l'Allemagne. Notre groupe industriel modèle, Photowatt, a régressé dans les classements en passant du deuxième au dixième ou douzième rang mondial, parce qu'il ne disposait pas d'un marché et d'une recherche nationale comme les Japonais ont par exemple su les créer. Heureusement, tout le monde s'est donné les moyens de réagir : le Centre national de la recherche scientifique (CNRS), le CEA, le Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB), l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

(ADEME), la région Savoie et l'Etat ont décidé de créer à Chambéry un Institut national de l'énergie solaire (INES), qui fonctionne depuis un an et a presque atteint sa vitesse de croisière. Cet institut compte 60 personnes du CEA et peut être comparé aux deux grands instituts allemands. En ce qui concerne le photovoltaïque, les enjeux portent également sur les coûts ; cette technique reste très chère et il faut donc, à la fois, améliorer le rendement des cellules du silicium et trouver des moyens de production du silicium beaucoup moins coûteux. Aujourd'hui, nous utilisons les chutes de silicium de qualité microélectronique, ce qui coûte très cher. Se met donc en place en France une filière qui va du matériau de base à bas coût -implanté à Saint-Auban, près de Digne- jusqu'à un nouveau procédé de fabrication des plaques mis au point par le CNRS de Chambéry ; en outre, nous travaillons au doublement de la capacité de production de Photowatt de Bourgoin-Jallieu. La filière voltaïque française bénéficie donc aujourd'hui d'efforts tout à fait significatifs, l'objectif étant de construire des bâtiments avec une fibre à énergie positive instantanée, une utilisation du solaire beaucoup plus intégrée et un moindre appel au réseau. Notre conclusion est qu'une génération, c'est-à-dire 25 ans, sera nécessaire à la France pour arriver à constituer un marché de masse. L'industrie et les PME du bâtiment ne sont absolument pas équipées pour accomplir ce travail et il faudra donc former des personnes capables de réaliser une conception d'ensemble des maisons : d'après les professionnels, cette tâche devrait prendre une vingtaine d'années. Mais nous pensons qu'il y a là une voie importante d'économies d'énergie et d'utilisation du solaire dans le bâtiment.

Le troisième axe de recherche du CEA concerne la biomasse technologique. Pour le moment, nous ne disposons pas dans ce domaine d'une légitimité résultant d'une décision positive de l'Etat. Le Haut Conseil de la science et de la technologie, dans un rapport paru il y a deux ou trois jours, et son président, M. Serge Feneuille, s'interrogent d'ailleurs sur l'action du CEA dans le domaine de la biomasse. Par des technologies issues du nucléaire, nous sommes capables de maîtriser ces procédés fortement consommateurs d'énergie et personne d'autre ne le fait en France. Le sujet reste encore embryonnaire et ne mobilise que deux millions d'euros par an, mais si l'Etat nous demandait de développer cet axe, nous serions prêts à le faire. Seuls les biocarburants sont visés dans cette gazéification : nous ne nous intéressons pas à l'utilisation de la biomasse pour la cogénération.

Nous investissons pour l'hydrogène et le photovoltaïque 30 millions d'euros d'argent public, auxquels il faut ajouter 20 millions d'euros en provenance des industriels. Au total, cet effort représente donc 50 millions d'euros.

Voilà, M. le président, quel est le paysage actuel de la recherche menée par le CEA en France.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie. Je souhaiterais vous poser une question : le nucléaire semble paré de toutes les vertus si ce n'est celle de la souplesse, qui lui empêche d'être efficace en période de pointe.

Pour le reste, il n'émet pas de CO₂, permet une indépendance énergétique et présente une grande sécurité. Néanmoins, l'Allemagne et la Pologne n'en veulent pas et ne sont pas prêts à le développer. Alors, pourquoi le nucléaire fait-il peur ? Que peut faire le CEA, reconnu comme un acteur responsable et compétent, pour contribuer à faire avancer l'idée que le nucléaire est une réponse aux questions que nous nous posons ?

M. Alain Bugat – Les arguments utilisés par les pays défavorables au nucléaire, que j'ai eu l'opportunité de rencontrer à l'occasion de la « Plateforme hydrogène » et qui ont accepté le nucléocrate que je suis, sont de trois ordres.

D'abord, la sûreté des centrales laisserait à désirer. Cette critique est assez amusante puisqu'elle s'appuie sur le fait que les Etats-Unis déclarent 25 incidents par an sur leurs centrales alors que la France en déclare 600. Or, cette différence ne fait que prouver une chose : c'est que les exigences définies par les autorités de sûreté ne sont pas identiques de part et d'autre de l'Atlantique. En Europe, un très important effort, sous l'impulsion de la France et d'André-Claude Lacoste, le président de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), a été fourni en faveur de l'homogénéisation des procédures de sûreté. Certes, nous ne disposons pas encore d'une directive commune comme le prévoyait le paquet nucléaire. Mais les autorités de sûreté européennes sont néanmoins très exigeantes, le niveau de ces exigences étant en outre à peu près homogène depuis que la Commission européenne a conclu avec les nouveaux Etats-membres le marché suivant : elle les autorise à entrer dans l'Union européenne à condition qu'ils ferment leurs installations nucléaires. A part la Bulgarie et la Roumanie, qui ont parfois refusé, tout le monde a accepté. Comparé aux autres pays du monde, les Européens sont vraiment en avance en matière de sûreté, les « raffinements » étant parfois même un peu excessifs : soumettre à des normes sismiques élevées une installation construite dans les Landes constitue par exemple un de ces excès...

La deuxième critique est celle des déchets. Sur ce sujet, le CEA doit remettre l'ouvrage sur le métier. A l'occasion du rendez-vous sur la loi de 1991, nous avons présenté les résultats de nos recherches : l'axe de communication retenu -dire qu'il existe une solution référente constituée par le stockage profond -est politiquement rassurant. Mais il n'est pas suffisant. Quand je déclare aux Allemands que nous savons retirer tous les produits radioactifs des déchets, que nous avons démontré scientifiquement que nous savons les brûler, et qu'il ne reste qu'à démontrer que c'est réalisable au plan industriel, ils expriment une extrême surprise car ils n'imaginent pas qu'il existe une solution scientifique au problème des déchets. Or, nous savons désormais les transmuter, avec les deux réserves suivantes : d'une part, nous ne le ferons pas sur les déchets déjà existants ; d'autre part, même en retraitant, il existe toujours des déchets ultimes. Toutefois, il faut savoir que leur volume est alors extrêmement limité et que leur durée de vie considérablement raccourcie : nous sommes passés d'une échelle de temps de

300 000 ans à 300 ans, qui est un horizon davantage accessible à l'esprit humain. Nous disposons donc de résultats scientifiques très importants. Malheureusement, nous n'avons pas assez communiqué. Aussi, nous allons réintroduire ce sujet dans notre programme d'action pédagogique, y compris hors de France parce que l'Allemagne ou le Royaume-Uni n'ayant rien fait pour les déchets, il serait très utile de valoriser notre savoir-faire.

La troisième objection concerne les aides financières cachées au nucléaire. Le premier sujet, relatif au démantèlement et à l'assainissement, peut être écarté rapidement : dire que ces coûts ne sont pas pris en compte et restent à la charge de l'Etat est faux. Les coûts de démantèlement et d'assainissement sont intégrés au prix du kilowattheure, avec des normes qui sont maintenant agréées sur le plan comptable. Nous n'avons donc aucune peine à le dire. Le deuxième sujet est celui de l'aide de 350 millions d'euros dont bénéficierait directement le nucléaire par le financement public de la recherche en ce domaine. Enfin, troisième sujet : l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), organisme d'expertise nucléaire qui n'intervient que pour cette énergie, représente un coût supplémentaire du nucléaire. Dans certains pays, il s'agit d'une aide indirecte. Mais sur ce dernier argument, je rappellerai que les exploitants des installations nucléaires de base (INB) paient une taxe significative et, si je n'en connais pas le produit total, il ne doit pas être loin de couvrir le budget de l'IRSN. Le bilan ne doit donc pas être si négatif.

Telles sont les trois véritables objections au nucléaire. A cela s'ajoute la mauvaise foi criante de ceux qui affirment que la construction de centrales nucléaires est émettrice de CO₂. Le calcul a été fait par AREVA : ce type de construction émet moins de CO₂ qu'un barrage. Il s'agit donc d'un faux argument.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie et suis très content de votre réponse.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Je suis heureux de vous avoir entendu. Il est nécessaire d'améliorer la transparence pour continuer à démystifier toute cette affaire dans le pays. La plupart des gens qui parlent du nucléaire n'y connaissent rien et propagent de fausses informations en permanence. Continuez à être transparent, vous et les autres opérateurs...

Je voulais vous poser une première question : serait-il aberrant d'installer des tranches plus petites que les unités de production actuelles ? Le prix de revient augmente-t-il si la taille diminue ? Quant à ma seconde préoccupation, les biocarburants et la biomasse, vous y avez répondu en partie : le jour où existera une directive gouvernementale, vous irez plus vite. Mais savez-vous si des pays nous ont dépassés sur cet aspect biomasse et biocarburant ?

M. Alain Bugat – Vous parliez de transparence dans votre propos : nous avons en effet un rôle pédagogique consistant à former nos concitoyens et M. Jean-Pierre Raffarin était très sensible à ce sujet : quand il m'a nommé,

il m'a demandé d'intensifier les efforts du CEA sur ce point. C'est pourquoi nous avons mis en place un programme d'action pédagogique.

S'agissant des petites centrales, une formule assez simple dit que le prix de revient du kilowattheure diminue comme la racine carrée de la puissance : ainsi, le prix de 300 mégawatts est « racine de trois fois plus cher » que celui de 1 000 mégawatts.

M. Marcel Deneux, rapporteur – L'effet est aussi important que ça ?

M. Alain Bugat – Oui, ce principe reste globalement toujours vrai : il existe un effet de taille qui est assez intéressant. En même temps, il faut être conscient que les méthodes industrielles vont progresser : par exemple, la conception des réacteurs de troisième génération est plus modulaire et utilise des blocs préfabriqués plutôt que des éléments assemblés sur place, ce qui rend moins dépendant de la taille. Un autre progrès devrait également se produire : lorsqu'un réacteur est arrêté pour maintenance, vous passez de 1 500 mégawatts (MW) à zéro. Dans un pays où un tel réacteur représente un tiers du réseau, chacun imagine la catastrophe énergétique que cela pourrait occasionner. Aussi une idée se fait-elle jour aujourd'hui chez AREVA, Technicatome et Framatome, qui consiste à proposer des réacteurs jumeaux de plus petite taille. Ainsi, l'un des deux fonctionne toujours, qu'il représente 600 ou 300 MW. Certes, ce dispositif coûte plus cher à l'investissement, mais il assure une continuité de service, une disponibilité, pendant les périodes de maintenance. Personnellement, j'ai confiance dans le fait que les petits et moyens réacteurs se développeront. Ce n'est pas un avis partagé par tous les industriels, mais je suis persuadé que des réacteurs de 100 à 300 MW, parfois couplés avec des installations de dessalement, seront installés dans les pays en développement.

Votre question sur les biocarburants tendait à connaître les pays qui font mieux que nous. Concernant les biocarburants de première génération, le Brésil et les Etats-Unis offrent de bons exemples. Sur la deuxième génération, c'est-à-dire l'utilisation du bois et de la cellulose qui permettent d'élargir considérablement la quantité en évitant d'empiéter sur des surfaces cultivées, il importe de gazéifier : les technologies existent mais les seuls pays actuellement concernés sont l'Allemagne, où l'entreprise Choren a installé à l'est des unités qui commencent à fonctionner, la France, puisque que nous construisons ce type de modèle dans la région de Bure, et la Finlande, qui travaille aussi beaucoup sur le sujet.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Qu'en est-il des Suédois ? Il y a deux ans, ils disposaient d'un projet pilote qui utilisait deux tonnes de bois par jour.

M. Alain Bugat – Je pense que cet effort est un peu plus important en Finlande et les progrès vont également être très rapides aux Etats-Unis : les Américains ont vraiment décidé de développer significativement les biocarburants et pas uniquement en les achetant au Brésil. Globalement, sur

toutes les technologies énergétiques, l'Europe est en avance, mais elle doit renforcer son industrie, sans galvauder sa propriété intellectuelle, et conserver son avance. Après Tchernobyl, la plupart des grands centres de recherche nucléaire européens ont été réorientés vers les énergies renouvelables et beaucoup de ces centres ont développé ces technologies nouvelles, biomasse, photovoltaïque, ce qui a permis d'atteindre un très bon niveau de résultat.

Mme Nicole Bricq – Je souhaitais vous poser deux questions concernant le nucléaire. S'agissant de la quatrième génération, vous avez dit qu'à partir de 2012, l'effort d'investissement serait énorme. Pouvez-vous nous donner un ordre de grandeur et des précisions sur les parts respectives du privé et du public ? En ce qui concerne la partie internationale, vous avez dit que la décision n'était pas encore arrêtée. Ma question est un peu plus politique : disposons-nous encore de l'espace pertinent de la décision ? Avons-nous encore le choix entre les deux stratégies ?

M. Alain Bugat – Vos questions sont tout à fait pertinentes. Si nous voulons disposer d'un réacteur prototype en 2020, nous devons compter cinq années de construction et deux ou trois années de préparatifs administratifs et réglementaires. C'est pourquoi il faut lancer ce projet en 2012 ou 2013. D'ici 2012, nous étudierons les solutions techniques. Si nous prenons l'exemple du réacteur à sodium, qui est une des deux filières que nous allons étudier, forts de l'expérience de Phénix et Super Phénix, nous allons travailler sur deux axes principaux : le premier consiste à avoir un système qui puisse être inspecté en service. Le problème que nous avons rencontré est que, le sodium étant opaque, nous ne voyons rien ; il faut donc inventer des systèmes nous permettant une inspection en service. Le second axe consiste à éliminer le risque majeur d'un possible contact entre le sodium et l'eau, qui serait explosif. La solution consisterait à ne plus utiliser d'eau pour le refroidissement et à faire fonctionner le système au sodium et au gaz. Mais ces deux innovations majeures vont demander quelques années pour être développées. A côté de cela, il faut également développer le combustible de ce réacteur. Pour atteindre ces trois objectifs en 2012, il importe d'aller très vite. Ce que je peux d'ores et déjà affirmer, c'est qu'il ne s'agira pas strictement d'un réacteur de quatrième génération : ce sera un réacteur intermédiaire.

Pour la montée en puissance d'ici à 2012, nous aurons besoin de quelques dizaines de millions d'euros. Cette année, par exemple, nous aurions besoin de 10 millions d'euros supplémentaires, et, en 2012, ce coût s'élèvera à 30 millions d'euros. Puis, avec le début de la construction du réacteur, cette somme s'élèvera à un milliard d'euros et les installations du cycle associé demanderont quelques centaines de millions d'euros. Ce sont évidemment des ordres de grandeur. Concernant le financement, nous désirons la présence et la participation des industriels mais nous ne voulons pas qu'ils interviennent trop tôt. Je pense que le principe de base que l'Etat doit retenir est que, sur ces systèmes à très long terme, c'est à la puissance publique d'assumer les choix et de décider d'un procès en toute transparence et en toute indépendance scientifique et technologique, sans biais résultant d'impératifs industriels

intégrés trop tôt. Il s'agirait donc d'un financement entièrement public, réalisé par le CEA. Cependant, la compétition internationale s'amorce déjà et le fait d'introduire les industriels assez tôt dans la boucle, en contrepartie de financements, est un moyen d'alléger la facture de l'Etat tout en donnant aux industriels des avantages compétitifs pour la suite. Aussi EDF et AREVA seront-ils présents dans le réacteur prototype de 2020. Mais je ne peux cependant pas dire dès aujourd'hui à quelle hauteur.

S'agissant de la coopération internationale, le choix est difficile aujourd'hui. Nous essayons de concilier les deux systèmes, entre une coopération internationale totale au sein du forum « Génération IV » ou une action française isolée. Même si la période 2020-2030 permettra de « tracer » la propriété intellectuelle, elle ne sera pas celle dans laquelle nous construirons le démonstrateur de l'entité du réacteur industriel pour 2040. Nous pouvons donc imaginer deux phases : une phase où nous resterons assez coopératifs, jusqu'à 2025, puis une phase plus nationale ou européenne. D'ici à 2025, nous pouvons entamer des discussions avec les Etats-Unis et le Japon pour avoir une feuille de route dans l'espace et le temps. Le réacteur prototype pourrait par exemple être construit en France et l'installation de retraitement aux Etats Unis, ou le réacteur au Japon... A l'heure actuelle, le président de la République ayant annoncé que le réacteur serait construit en France, nous proposons aux autres Etats de participer au réacteur dans notre pays. Les Américains n'y sont pas opposés, tandis que les Japonais hésitent un peu plus parce qu'ils avaient un projet en 2025. Mais celui-ci n'étant pas vraiment révolutionnaire, ils pourraient être intéressés à participer à quelque chose de plus ambitieux chez nous. Le sujet est en discussion.

M. Eric Doligé – La France est très en avance sur le plan nucléaire par rapport à un certain nombre de voisins. Je voudrais savoir si la position de ces voisins vous inquiète. Pose-t-elle un problème dans le cadre d'un développement européen ? Avons-nous intérêt à être toujours très en avance sur eux, aussi bien en matière de recherche qu'en matière commerciale, ou cela risque-t-il d'être un frein pour les années à venir en matière de développement nucléaire ?

M. Alain Bugat – Nous fournissons tous des efforts pour ne pas être seuls et pour être davantage des fédérateurs. Même si le septième Programme cadre de recherche et développement (PCRD) lancé cette année par l'Union européenne ne prévoit pas beaucoup d'argent pour le développement de la fission et de la radioprotection -la fusion mobilisant l'essentiel de l'argent-, nous avons décidé au niveau européen d'en faire une utilisation plus optimale. Ces sommes représentent 325 millions d'euros sur l'ensemble du PCRD, ce qui n'est pas considérable, mais nous espérons pouvoir réévaluer cette somme à mi-parcours. Le 21 septembre 2007 sera lancée la « Plateforme fission », qui associera beaucoup des grands pays européens, y compris l'Allemagne, pour essayer de développer le nucléaire du futur en Europe. Nous n'y allons donc pas seuls et si nous construisons le réacteur prototype de type 1 en France, l'autre filière sera proposée à la coopération européenne. La Belgique et la

République tchèque sont intéressées. Ce qui est probablement plus significatif est que, à notre grande surprise, l'Espagne se trouvait présente dans le tour de table de construction du réacteur de recherche à Cadarache. Notre homologue espagnol et des industriels espagnols, avec l'accord du Gouvernement de ce pays, se sont engagés dans la construction de ce réacteur à hauteur de 2 % : il s'agit d'un signe important pour un réacteur qui est destiné à soutenir les générations III et IV. Sont présents aujourd'hui dans ce réacteur la République tchèque, la Belgique, l'Espagne, la Finlande et le Japon, et des discussions sont en cours avec l'Italie, M. Romano Prodi semblant intéressé de revenir par ce biais dans le nucléaire. Et nous maintenons des contacts avec d'autres Etats : la Pologne, qui pourrait s'associer aux pays baltes, la Hollande et le Royaume-Uni, qui ne sont pas encore décidés. Pour ces deux derniers pays, il existe des velléités politiques, mais comme par principe ils s'en remettent au marché, il faut envisager qu'ils ne participent pas au projet.

Je pense que nous sommes capables, d'ici deux ou trois ans, d'avoir un consensus assez surprenant sur les études nouvelles de troisième et de quatrième génération. Il faut élargir les résultats que nous avons obtenus, jouer en transparence et, surtout, montrer que, pour nous, le nucléaire ne s'oppose pas aux énergies renouvelables mais qu'il fait partie d'un mix énergétique. Chaque pays peut utiliser toutes les technologies dont il dispose. Je suis pour ma part assez optimiste sur l'Europe. La Corée du Sud aura huit nouvelles centrales d'ici 2015 et passera demain à vingt-huit. Le Japon a quatre ou cinq centrales en construction, et je ne parle pas de la Chine et de l'Inde. Le Vietnam devrait avoir sa première centrale en 2015 ou 2016, tandis que le Maghreb et le Moyen-Orient nous assaillent de demandes. Mais nous ne savons pas bien gérer le problème quand le Qatar ou les Emirats arabes unis s'adressent à nous, car la sécurité de la zone pose problème.

M. Michel Billout, rapporteur – Je souhaite poser une question de béotien sur le nucléaire. J'étais hier à Tricastin, où j'ai discuté avec des cadres d'EDF et d'AREVA qui me disaient qu'il n'existait pas aujourd'hui d'appareils industriels suffisants pour répondre à l'ensemble des demandes qui se font jour partout sur la planète, notamment en termes de fonderie.

M. Alain Bugat – Je vous confirme cet aspect de la question. Il s'agit d'un problème majeur puisque les uniques fondeurs de grande taille sont japonais : toutes les pièces lourdes des réacteurs, en particulier toutes les ébauches de réacteur, y sont ainsi fabriquées. AREVA a mis fin à cette dépendance en rachetant Sfarsteel à France Essor -qui appartenait au groupe Bolloré et se trouve à Chalon, près du Creusot-, ce qui augmentera la capacité de forger. Les industriels avancent sur un rythme maîtrisé et raisonnable : il ne s'agit pas de faire des investissements majeurs dans le but de devenir les leaders du marché, mais de disposer d'une capacité de fonderie lourde, mais raisonnable, dans le cadre d'une montée en puissance progressive, sans chercher à satisfaire les besoins de toutes les nouvelles centrales du monde.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Quelles sont vos perspectives en matière de transport terrestre ? Que se passera-t-il lorsque les réserves de pétrole seront épuisées, compte tenu de l'état des recherches en cours ?

M. Alain Bugat – Je dois avouer mon incompetence en la matière. La possibilité d'utiliser des piles à combustible dans les véhicules, qui serait la solution ultime puisque l'hydrogène est quasiment inépuisable, ne dépasse pas 1 % de pénétration du marché européen, soit un million de véhicules. Il faudrait déployer des efforts d'investissement très significatifs pour diminuer de 20 % le coût d'un moteur à pile à combustible. Je ne pense pas que des véhicules à hydrogène et à pile à combustible seront disponibles sur le marché avant 2030 ou 2035. D'ici là, il existe un espace pour les biocarburants de deuxième génération et pour les moteurs hybrides. Tel est le schéma qu'avait en tête le patron de PSA Peugeot Citroën : il existe d'ores et déjà une voiture à pile à combustible de cette marque, fabriquée par le CEA et disposant d'une puissance de 80 kilowatts. Mais cela reste cependant un prototype.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie infiniment.

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)

9 mai

Mme Michèle Pappalardo, présidente

M. Bruno Sido, président – Merci, Mme la Présidente, d'avoir accepté de venir nous parler des actions de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) en matière d'énergie et d'économies d'énergie. Notre mission commune d'information a pour but d'étudier la sécurité de l'approvisionnement électrique en France. Dans ce cadre, nous avons organisé des auditions et nous nous sommes également déplacés à l'étranger (Bruxelles, Berlin, Varsovie, Londres, Rome, Berne et Madrid). Si vous le voulez bien, je vous propose de commencer par une présentation liminaire. Puis, nous vous poserons des questions plus précises, sachant que nous avons une heure de discussion devant nous.

Mme Michèle Pappalardo, présidente de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) – Je vais essayer de ne pas faire une trop longue introduction puisque vous avez déjà réalisé beaucoup d'auditions et devez donc avoir les idées assez claires sur un certain nombre d'éléments.

Je vais essayer de rester, autant que possible, centrée sur la maîtrise de l'énergie et, plus particulièrement, de l'électricité, sujet auquel vous vous intéressez. J'insiste sur ce point car la problématique de réduction de la demande d'énergie peut aboutir à des résultats assez différents en termes d'électricité : on peut effectivement imaginer des modèles dans lesquels la forte réduction de la demande d'énergie se réalise grâce à un phénomène de substitution qui va dans le sens de l'électricité. Pour ma part, je me place plutôt dans une problématique de réduction de la demande énergétique et, en particulier, de la demande d'énergie fossile répondant à un double objectif : avoir la politique énergétique la plus adaptée à nos besoins et lutter contre le changement climatique. Ceci peut donc conduire à augmenter la demande en électricité : par exemple, les transports ne représentent pas, à l'heure actuelle, une partie importante de notre consommation d'électricité mais si nous nous orientons vers des modèles comprenant plus de transports en commun ou de voitures électriques, moyens plus adaptés à la lutte contre le changement climatique puisqu'ils utilisent beaucoup moins d'hydrocarbures, la consommation de l'électricité augmenterait.

D'une manière générale, quand on s'interroge sur la problématique de la sécurité d'approvisionnement en énergie ou en électricité, on parle d'abord d'une réduction de la demande. Pour l'ADEME, c'est le meilleur moyen de ne pas se retrouver en situation de fragilité. Nous avons le sentiment que, dans ce domaine, les modèles ne sont pas assez ambitieux, beaucoup d'exercices de prévision des mix énergétiques et de la demande étant plutôt modestes et prudents : ainsi, même dans les années 70 et 80, période de chocs et de

contre-chocs pétroliers, on a fortement sous-estimé les capacités à réduire la consommation et donc la demande d'énergie. Je crois que nous continuons à le faire et que nous préférons rester prudents sur le sujet, alors que, de mon point de vue, il ne faudrait pas se limiter dans nos ambitions.

Aujourd'hui, si l'on considère les secteurs qui consomment de l'électricité -en mettant de côté celui des transports qui est peu consommateur- on trouve principalement l'industrie et le résidentiel tertiaire : la consommation du premier représente presque 11 millions de tonnes équivalent pétrole (TEP), même si elle est plutôt en décroissance du fait de l'augmentation du prix de l'énergie, cette dernière évolution rendant les entreprises intelligentes et économes et mobilisant des programmes de recherche et d'investissement. Ce secteur n'est donc pas celui qui pose le plus de problèmes, même s'il faut prendre en compte la question particulière des petites et moyennes entreprises (PME) pour lesquelles il n'est pas forcément évident de définir des choix en matière d'investissements économisant l'énergie. L'ADEME essaie donc de leur apporter de l'information et une aide à la décision. Je n'en dirai pas plus pour le moment sur le secteur industriel qui n'apparaît ni comme le secteur le plus en retard, ni comme le secteur le plus complexe.

En revanche, le résidentiel tertiaire, avec 23 à 24 millions de TEP, est le plus gros consommateur d'électricité et connaît une progression très forte depuis quelques années en raison de la place de plus en plus importante donnée à l'électricité dite « spécifique », c'est-à-dire celle qui n'est liée ni au chauffage, ni à l'eau chaude, ni à la cuisson mais qui est nécessaire à l'utilisation de tous les matériels domestiques et à l'éclairage : elle représente désormais plus de la moitié de la consommation électrique du secteur résidentiel et connaît une forte augmentation. Si vous réfléchissez à l'évolution, depuis quinze ans, du nombre de matériels électroménagers et de produits bruns utilisés, ces derniers appareils fonctionnant souvent tout au long de la journée, vous comprenez l'explosion du besoin et, donc, de la consommation supplémentaire. Par ailleurs, le chauffage représente aujourd'hui entre 28 et 30 % de la consommation d'électricité du résidentiel tertiaire.

Nous sommes donc convaincus d'avoir un potentiel extrêmement important d'économies dans ce domaine. Sans vouloir vous noyer sous les chiffres, je veux signaler que par rapport aux tendances actuelles, nous pourrions, d'ici à 2020, réduire de 60 térawattheures (TWh) par an la consommation d'électricité dans le logement : au lieu de passer de 132 TWh aujourd'hui à 182 TWh en 2020, conformément aux scénarios tendanciels, nous estimons que nous pouvons atteindre un niveau de 122 TWh, ce qui représente une réduction de la consommation de 10 TWh en valeur absolue et de 60 TWh en valeur relative. Les hypothèses nous permettant d'obtenir cette diminution sont les suivantes : amélioration substantielle de l'efficacité énergétique de l'électroménager (de l'ordre de 2 % par an) ; amélioration de l'efficacité énergétique des équipements de cuisson (de l'ordre de 1 % par

an) ; suppression des sources à incandescence ; passage au solaire thermique pour l'eau chaude à hauteur de 40 % des besoins ; réduction des besoins de chauffage à hauteur de 2 % par an. Et dans le tertiaire, nous pourrions également obtenir une économie de 20 TWh en passant de 91 TWh à 105 TWh, au lieu des 125 TWh prévus. Les potentiels d'économie sont donc extrêmement importants.

Pour réduire la consommation, la première priorité est d'améliorer l'efficacité énergétique et électrique des matériels électroménagers utilisés. Cette préoccupation n'a pas beaucoup motivé les Français jusqu'à présent, notamment du fait du faible prix de l'électricité en France, mais nous reprenons aujourd'hui le dossier car nous pouvons réaliser des avancées très importantes dans ce domaine. Depuis quelques années, nous avons beaucoup progressé avec les étiquettes énergétiques, grâce auxquelles les consommateurs ont plutôt acheté des matériels qui consommaient peu : mais nous pouvons aller encore plus loin dans cette logique. La question des veilles, et la mise en exergue de la consommation qui leur est corrélée, est relativement récente et nous ne nous en sommes pas beaucoup occupés jusqu'à présent : il faut donc travailler sur ce sujet car nous savons que, sur le marché actuel, il existe des matériels dont les veilles ne consomment pratiquement rien et d'autres qui consomment beaucoup. Nous pouvons également encourager les utilisateurs à intégrer « l'arrêt », c'est-à-dire à éteindre leurs appareils au lieu de les laisser en veille. De toute manière, en matière d'efficacité énergétique et électrique, les moyens à utiliser sont relativement simples : la norme et la règle. Il faut fixer des objectifs aux constructeurs pour que ceux-ci puissent s'adapter et s'améliorer en réduisant les besoins de consommation de leurs appareils ; encourager les utilisateurs à faire les bons choix et, par conséquent, leur faire connaître les bons produits, ce qui pose la problématique des campagnes de publicité ou de l'étiquetage ; développer un certain nombre d'énergies ou de systèmes permettant de réduire la consommation d'énergie fossile et, dans certains cas, d'électricité. Dans ce domaine, je citerai les travaux actuels sur le bâtiment dit « passif », c'est-à-dire peu consommateur d'énergie, et, étape suivante, sur le bâtiment à énergie positive.

A l'ADEME, nous ressentons également un besoin très fort d'informations de la part du public, d'où le développement des Espaces Info Energie qui constituent, sur ces sujets, des points de contact avec les particuliers. Nous pouvons aller plus loin en la matière et réfléchir à de nouveaux systèmes d'information. Le conseil est un élément important pour progresser, ainsi que l'accompagnement financier vers les bons choix. Beaucoup de dispositifs existent aujourd'hui en la matière : crédits d'impôt, livrets « développement durable » ou TVA réduite. Toutefois, là encore, de nouvelles avancées peuvent être réalisées dans ce domaine : il faudrait en particulier avoir la possibilité d'obtenir des taux de TVA plus faibles sur les produits les plus efficaces du point de vue énergétique.

Le développement de l'offre des professionnels constitue un dernier élément très important de progrès. Dans le domaine du bâtiment, en particulier, nous rencontrons des problèmes de qualification et de formation encore insuffisantes des professionnels. Il faut donc travailler sur des propositions de formation et sur l'organisation même de ces programmes, puisque nous allons vers des besoins de formation plus transversale et d'entreprises plus polyvalentes. Dans un certain nombre de cas, nous devrions même favoriser des techniques, telles que l'isolation par l'extérieur, qui ne sont en général pas utilisées en France.

Un des principaux enjeux, dans cette affaire, est le prix de l'électricité. Il ne faut pas se voiler la face : si l'électricité reste peu chère, nous aurons relativement peu de raisons, à titre individuel, à rechercher des économies. Dans ce contexte, l'utilisation des certificats d'économie d'énergie, au cours de la deuxième période de fixation des obligations, constituera un enjeu. Dans la première période, le montant d'obligation a été relativement faible et, si les fournisseurs sont en train de modifier leur positionnement sur ces sujets, ils ne sont pas incités à réaliser des efforts importants. Aussi faudra-t-il, de mon point de vue, imposer des contraintes plus significatives.

Je parle d'énergie et d'électricité d'une manière générale, mais la problématique de l'approvisionnement englobe également des questions concernant la centralisation de la production et l'utilisation des énergies renouvelables. Il me semble que, lorsqu'on produit soi-même son énergie et son électricité, on est plus respectueux de ce que l'on consomme. C'est donc un élément d'incitation, à condition, bien sûr, que l'ensemble de la production et du réseau soit adapté à l'utilisation d'énergie décentralisée. Aussi l'ADEME mène un programme de recherche spécifique sur ces problématiques d'adaptation du réseau aux nouveaux modes de production d'électricité. Enfin, nous savons que les intempéries, dont le changement climatique devrait développer la fréquence et la violence, ont des conséquences sur les réseaux et que, plus ceux-ci sont centralisés, plus ces conséquences sont importantes. Il y a là, probablement aussi, un motif de développement d'une décentralisation plus importante.

Par ailleurs, nous nous interrogeons beaucoup sur les conséquences de notre consommation d'énergie sur le réchauffement climatique, et relativement peu sur le phénomène inverse. Or, l'évolution du climat peut poser des problèmes hydrauliques, pour l'utilisation des barrages ou le refroidissement des centrales, ou de quantité de vent pour l'énergie éolienne. Ces aspects ne doivent pas être complètement négligés.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie. Nous pouvons envisager la question qui nous est posée sous deux aspects. Le premier est celui que vous avez abordé. Pardonnez-moi, mais il s'agit d'une approche un peu malthusienne : nous dégageons des économies pour régler le problème. Nous vous remercions de nous avoir confirmé, sur cet aspect, ce que nous avons déjà entendu. Cependant, la sécurité de l'approvisionnement peut aussi

être envisagée au travers d'une production d'électricité plus importante. Il n'est pas gravé dans le marbre que nous devons consommer moins d'électricité. Il est gravé dans le marbre que nous devons émettre moins de gaz à effet de serre. Vous voyez certainement où je veux en venir : à la question du nucléaire. La part de l'électricité d'origine nucléaire n'est pas de 17 % ou de 50 %, mais de 78 %. Certains estiment qu'il faudrait produire toute notre consommation électrique, y compris l'électricité de pointe, en énergie nucléaire. Il existe donc deux solutions possibles, qui ne sont d'ailleurs pas exclusives l'une de l'autre. Effectivement, il ne sert à rien de laisser la lumière allumée ou des produits en veille, qu'ils soient bruns, noirs ou blancs. Cependant, comment l'ADEME considère-t-elle ces deux aspects et, en particulier, la production d'énergie électrique sans émission de gaz à effet de serre ? Faut-il également continuer à utiliser le chauffage électrique ? Il semble qu'une très grande partie du parc d'habitation est chauffée à l'électricité. Est-ce une bonne ou une mauvaise chose ?

Mme Michèle Pappalardo – Vous avez utilisé le terme « malthusien » en rapportant mes propos et je le conteste : je n'ai pas suggéré de n'utiliser qu'une seule ampoule, mais d'utiliser de bonnes ampoules ; je n'ai pas demandé d'arrêter d'utiliser les ordinateurs, mais de les utiliser intelligemment. Ce point est très important et je me permets d'y insister. On commence toujours par évoquer une moindre demande, puis on oublie le sujet immédiatement pour se pencher sur la question de la production. Non ! Il faut d'abord réduire la demande, puis il faut produire. Et on aura d'autant moins de problèmes d'approvisionnement que nous aurons consommé intelligemment : il faut donc avoir les bons produits et les bons comportements avant de courir après la production. Il existe réellement un enjeu en termes de marché et de développement industriel derrière ces sujets d'efficacité énergétique des produits.

Ensuite, il faut effectivement s'interroger sur la production d'électricité. C'est pourquoi j'ai précisé, dès le début de mon intervention, que la problématique climat/énergie/électricité n'est pas si simple. La capacité de substitution d'une énergie à une autre ne donne pas forcément les mêmes résultats pour l'énergie et pour l'électricité. En effet, pour obtenir moins de gaz à effet de serre, en consommant donc moins d'énergie fossile, des choix peuvent être faits vers des énergies différentes, dont l'électricité. Vous pouvez ainsi vous retrouver à consommer plus d'électricité, même si vous consommez globalement moins d'énergie.

Comment, à l'ADEME, considérons-nous la production d'électricité ? Nous l'envisageons reposant, en partie, sur les énergies renouvelables. Mais, notre objectif n'est certainement pas de ne faire que de l'électricité renouvelable. Ce n'est même pas souhaitable ! Il s'agit plutôt de produire de l'électricité émettant le moins de gaz à effet de serre possible. Pour cela, il faut réduire la production d'électricité thermique. En 2006, nous avons bien constaté une reprise de la production d'électricité renouvelable, suite à la baisse de l'électricité hydraulique en 2005 en raison d'un manque d'eau, et

une diminution de l'électricité thermique, la production nucléaire ayant été maintenue à un niveau de 78 % de la production globale. Mais nous considérons que la France peut mieux faire en termes d'électricité renouvelable, que ce soit sur la production éolienne ou, à terme, sur l'électricité photovoltaïque. L'idée de se concentrer à 100 % sur de l'électricité nucléaire ne nous plaît pas beaucoup d'une manière générale. En effet, le fait de ne disposer que d'une seule source n'est pas une bonne chose pour la sécurité d'approvisionnement. La mixité de notre bouquet reste donc un atout et il me semble que celui-ci n'est pas suffisamment bien « vendu » en termes de communication externe. Nous avons la chance d'avoir, tout à la fois, du nucléaire et des énergies renouvelables en quantité importante. Je rappelle que la France est, s'agissant de la proportion d'ENR, dans la moyenne européenne et, en quantité absolue, dans les très bons. Ce point est important et je pense que nous ne valorisons pas assez, à l'extérieur, cette variété et cette mixité de notre production. Enfin, en termes de coût et d'investissement, l'utilisation du nucléaire jusque dans les périodes de pointe n'apparaît pas non plus comme une bonne solution.

Par ailleurs, la problématique du changement climatique me semble aller dans le sens d'une production décentralisée pour l'énergie comme pour l'électricité. Par exemple, au lieu de vous mettre sur un réseau de gaz, vous installez une chaudière à bois. Pour l'électricité, vous pouvez produire vous-même votre eau chaude par l'énergie solaire ou votre électricité par l'énergie photovoltaïque. L'objectif est bien, à terme, de développer des bâtiments qui produisent eux-mêmes l'énergie dont ils ont besoin. Ce modèle, qui nous convient et sur lequel nous travaillons, nécessite une amélioration des réseaux de transport et de distribution pour qu'ils soient capables d'assumer la production décentralisée. Dans ce cadre, et comme je le précisais précédemment, il convient également de veiller à ce que le changement climatique n'ait pas d'impact négatif sur la production d'énergie ou d'électricité.

Nous avons donc du travail à faire en matière d'ENR, sachant que la France présente des potentiels importants en la matière. Je ne parle même pas des énergies et de l'électricité liées à la mer car nous n'avons pas encore une vision très claire de ce que nous pouvons faire sur ce sujet.

En ce qui concerne précisément le chauffage électrique, l'ADEME n'a jamais été fanatique de ces dispositifs pour les mêmes raisons que celles que je viens d'évoquer. Cette pratique n'encourageait pas à veiller à ses consommations. Nous avons commencé à être moins critiques lorsque nous avons réussi à faire passer l'idée selon laquelle le chauffage électrique nécessitait, avant tout, une bonne isolation. Aujourd'hui, nous pensons que nous pouvons aller encore plus loin dans la limitation de la consommation en développant, par exemple, des sources de chauffage comme les pompes à chaleur. Dans ce domaine, nous sommes plutôt sur une tendance positive. Quant au chauffage au bois, il n'a pas une image de grande modernité alors qu'il est pourtant une source qui se développe extrêmement rapidement. Enfin,

si 70 % du parc des maisons récentes est effectivement chauffé à l'électricité, c'est parce que ce mode de chauffage coûte moins cher en investissement. Certes, les bâtiments étant mieux construits qu'avant, la consommation est moins importante que par le passé. Reste que ce n'est pas une solution très rationnelle et qu'il faut donc mieux soutenir les dispositifs de pompes à chaleur et, plus globalement, les réseaux de chaleur, et développer les autres modes de chauffage en orientant le choix des utilisateurs par des aides financières permettant de tenir compte de l'investissement initial plus important.

M. Bruno Sido, président – Un office d'habitations à loyer modéré (HLM) n'a, en fait, aucun intérêt à construire des logements à énergie positive : cela coûte cher et il n'en retirera aucune économie. L'ADEME, qui travaille sur cette question, apporte-t-elle, en plus de solutions techniques, des propositions en matière fiscale ? Je suis très sensible à cette question en tant que président de conseil général.

Mme Michèle Pappalardo – Du point de vue des offices HLM, ces projets présentent quand même un intérêt : moins la facture électrique est importante et plus on a de chance que le loyer soit payé ! Nous rencontrons beaucoup de responsables d'organismes de logements sociaux qui, heureusement, intègrent complètement ces notions et ont la volonté de proposer des dispositifs qui faciliteront, dans l'avenir, la vie des habitants. Cependant, vous avez raison, il reste un problème global à gérer. Dans ce cadre, l'ADEME peut apporter une aide technique, notamment en finançant des études de faisabilité. Mais, la question est plus générale et nous avons besoin d'un plan de grande ampleur. Ce point fait clairement partie des sujets sur lesquels nous essayons d'avancer des propositions. L'Union sociale de l'habitat, que vous avez peut-être rencontrée, a effectué un travail très intéressant d'identification des bâtiments sur lesquels les besoins de rénovation sont les plus importants, avec un objectif de réduction de la consommation. Derrière ces éléments, on recherche, évidemment, les dispositifs les moins coûteux et les moyens de faire supporter l'économie de charges sur ceux qui vont payer le loyer : il faut donc pousser la réflexion visant à ce que ces mécanismes existent de manière plus simple et claire qu'à l'heure actuelle. Au-delà de ceux-ci, nous saurons gérer la situation d'un point de vue technique. Ce constat est valable pour le logement social comme pour les autres types de propriété. A cet égard, il convient de noter que le crédit d'impôt ne s'applique qu'aux propriétaires occupants : il faudrait donc déjà l'élargir aux propriétaires bailleurs. Il faudrait également revoir la problématique de répartition des coûts dans les loyers. Enfin, les crédits d'impôt ne portent que sur les équipements : or, certaines solutions sont plus coûteuses en main d'œuvre qu'en équipement. Je pense par exemple à la géothermie : outre la pompe à chaleur, le dispositif demande la réalisation de forages ne donnant lieu à aucun crédit d'impôt. De même, pour l'isolation extérieure, ce n'est pas l'achat de laine de verre qui coûte cher, mais la pose du matériau. Nous préconisons donc l'élargissement du mécanisme aux

dépenses de main d'œuvre pour les investissements dans certaines énergies ou pour certains travaux. Le crédit d'impôt demande ainsi à être ajusté pour porter sur les bonnes mesures, tirer vers les solutions les moins consommatrices et s'adapter à la situation des propriétaires bailleurs et aux travaux de main d'œuvre.

En termes de TVA, un travail peut également être réalisé. Il s'inscrit évidemment dans le cadre d'une démarche européenne mais la présidence sera française au second semestre 2008 : il faut ainsi réfléchir dès aujourd'hui aux propositions que nous pourrons faire alors, en particulier à une TVA à 5,5 % appliquée à certains produits.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Je voudrais profiter de mon intervention pour dire tout le bien que je pense de l'action de l'ADEME. Depuis dix ans, notre considération à l'égard de cette institution a quand même bien évolué. C'est, en particulier, l'un des seuls endroits où il est possible de recueillir des conseils désintéressés.

Par rapport à la politique globale, j'aimerais que vous puissiez nous préciser, avec toutes les réserves qui s'attachent à votre fonction, les points de blocage que vous rencontrez le plus souvent. Quelles sont nos contradictions, en matière de politique énergétique, par rapport à l'objectif global de lutte contre les gaz à effet de serre et au regard des exemples étrangers ? Ceci nous permettra de remplir notre rôle de législateur et d'identifier d'éventuels textes en vigueur qui seraient contradictoires avec nos objectifs. Si, dans ce cadre, un droit de réserve s'impose à votre fonction, vous pouvez bien évidemment nous en faire part. J'aimerais également avoir votre avis sur deux points de détail. Où en sommes-nous en matière de politique de biocarburants et par rapport à la polémique sur les bilans énergétiques ? Par ailleurs, il y a 25 ans, nous avons beaucoup mis en valeur la révélation des pertes d'énergie par un système de photographies aériennes à infrarouge. Or, cet outil ne semble pas se développer énormément. Est-il intéressant ? Faut-il inciter les collectivités publiques à l'utiliser ? Que peut-on en attendre ?

Mme Michèle Pappalardo – Ces trois questions sont très différentes et je vais y répondre dans l'ordre inverse. Tout d'abord, je vous rassure, le dispositif de photographies par infrarouge se développe : la ville de Dunkerque l'a remis à l'honneur et d'autres communes ont suivi le mouvement, telles Reims ou Gap. Etant donné qu'il vaut mieux effectuer ces photographies pendant l'hiver, cela n'aurait pas de sens de demander aux communes de s'y mettre maintenant. Le dispositif est utile en termes de communication et de sensibilisation des habitants. En effet, en ce qui concerne les résultats, nous obtenons les mêmes conclusions partout : les maisons sont mal isolées et les déperditions se font principalement par les toits. Il revient donc à la collectivité de choisir d'investir dans la thermographie ou de recourir à d'autres dispositifs de communication et de sensibilisation. En tout cas, notre objectif ne vise pas spécialement à généraliser cette méthode, mais à faire en sorte que les populations soient mobilisées, d'une manière ou d'une autre. Cependant, même si nous savons que celle-ci fonctionne, il faut surtout être

attentif à l'aval : les habitants doivent pouvoir utiliser les résultats de la thermographie chez eux -il faut donc pouvoir les informer et répondre à toutes leurs questions- et en tirer les conséquences -et là, il convient de les aider financièrement à résoudre les problèmes.

Pour les biocarburants, je pense que la situation est claire pour ceux qui connaissent le fond du sujet. Nous savons que l'éthanol et le biodiesel sont, en termes d'émissions de gaz à effet de serre, meilleurs que les substances auxquelles ils se substituent. La question porte donc sur le niveau de l'amélioration apportée et, dans ce cadre, il n'existe aucune vérité « absolue » ou définitive. Différentes études ont été menées, avec des méthodes qui sont clairement expliquées et dont aucune n'est plus « vraie » que l'autre. Nous devons donc simplement retenir l'une d'entre elles pour effectuer des comparaisons. En particulier, il faut poser un certain nombre d'hypothèses sur le poids, en termes de consommation d'énergie, des sous-produits de la production de ces biocarburants : or là, ces hypothèses diffèrent. Reste que, dans tous les cas, le résultat obtenu est meilleur que celui dégagé avec d'autres carburants. Evidemment, si vous produisez vos biocarburants avec des produits peu efficaces en termes agricoles, si vous utilisez beaucoup de pesticides, si vous faites sécher votre maïs avec de l'énergie fossile et raffiner le produit dans une structure polluante et consommatrice d'énergie fossile, vous allez obtenir un mauvais résultat. Mais si vous assurez cette production de manière correcte, vous obtiendrez un très bon résultat. Il faut donc raison garder, produire ces agro-carburants de la meilleure manière possible et faire le choix le plus indiqué en fonction de l'utilisation désirée.

En ce qui concerne les blocages, j'aurais plutôt tendance à penser qu'un nombre important de déblocages est survenu. Si vous examinez les chiffres récents en matière de consommation d'énergie en France, vous constatez des améliorations intéressantes et très sensibles de l'efficacité énergétique : les secteurs des énergies renouvelables, des pompes à chaleur ou des produits consommant moins, comme les ampoules à faible consommation ou les produits électroménagers A+ et A++, présentent des taux de progression en pleine explosion. Nous avons donc réussi à débloquent plusieurs dossiers. Il n'empêche qu'un certain nombre de problèmes subsiste et je ne suis d'ailleurs pas complètement certaine que nous trouverons, à court terme, des solutions à toutes ces questions.

Le premier problème concerne l'offre. Disposons-nous d'un nombre suffisant de professionnels qui soient assez formés et organisés pour répondre aux besoins identifiés ? Il est évident que non, mais la mobilisation est engagée. Cette évolution ne peut pas se faire en claquant des doigts : les acteurs doivent se former et se regrouper, et de nouvelles pratiques doivent se mettre en œuvre. De notre côté, nous devons tout faire pour encourager le mouvement, par exemple en aidant les PME et PMI du secteur du bâtiment, les architectes ou les installateurs. Il n'est pas vraiment certain que nous trouvions des exemples meilleurs à l'étranger, même si des pays comme l'Allemagne ont toujours utilisé des techniques d'isolation par l'extérieur et que certains pays

du nord ont des maisons bien mieux isolées que les nôtres. A contrario, les Anglais sont plutôt moins bien isolés que nous. Donc, il n'existe pas de situation idéale, même si certains pays sont meilleurs que nous dans quelques domaines. L'Allemagne, de nouveau, est plus avancée dans les énergies renouvelables, mais, en termes de tarif d'achat de l'électricité, nous avons bien fait évoluer la situation et les déblocages sont en cours. En matière de crédits d'impôts et d'aides financières, nous devons probablement mieux organiser l'utilisation des outils disponibles et les diriger vers les bons produits.

Ainsi, les dispositifs de pompes à chaleur ne se sont pas réellement développés, au cours des dix ou quinze dernières années, du fait de leur prix élevé. Aujourd'hui, la situation est différente car les tarifs de l'énergie, actuels et à venir, rendent ce type d'investissement intéressant, et nous constatons donc une progression importante du secteur, avec des taux de croissance de l'ordre de 40 % à 50 % en 2006. Sur ce point également, nous avons besoin de professionnels compétents. Dans les années 80, des erreurs ont été commises sur ces dispositifs -nous faisons même un peu n'importe quoi- et ces contre-performances ont clairement marqué les consommateurs. Nous devons donc réinsuffler de la confiance dans ce secteur et c'est pourquoi l'ADEME travaille sur l'organisation des professions dans les domaines de la qualité et de la certification, qu'il s'agisse du reste des pompes à chaleur ou du solaire ou encore du bois. Sur les pompes à chaleur, par exemple, nous avons soutenu la constitution d'une association des fabricants et installateurs de pompes à chaleur qui souhaitent aller vers un dispositif de certification et de normalisation des produits. Tout en étant nécessairement progressives, ces évolutions peuvent être relativement rapides. Dans ce cadre, le blocage que nous évoquions entre les propriétaires occupants et les propriétaires bailleurs m'apparaît toujours comme un point de crispation à traiter en priorité aujourd'hui.

Enfin, il faut pérenniser l'ensemble de ces démarches et, en particulier, la communication. Comme vous l'avez souligné, l'ADEME permet à tous d'obtenir des conseils neutres. Mais elle doit aussi être capable de répondre à toutes les questions, dont le nombre explose. Nous avons donc créé les Espaces Info Energie qui, actuellement au nombre de 189 et employant 350 conseillers, répondent à un peu plus d'un million de personnes par an et ne peuvent pas réellement supporter une activité plus importante. Il faut donc plus d'Espaces Info Energie, ce qui explique que le plan climat actualisé en 2006 ait prévu un doublement de leur nombre dans les trois années à venir. Mais, il existe un problème de pérennisation du financement de ces espaces puisque les financements actuellement partagés entre les collectivités locales et l'ADEME peuvent évoluer du jour au lendemain : aussi suis-je favorable à une réflexion sur un système de financement similaire à celui des Conseils d'architecture, d'urbanisme et de l'environnement (CAUE) et reposant sur une taxe affectée. En effet, à partir du moment où le dispositif fonctionne et se généralise, il n'est pas forcément bon de continuer à le financer directement avec les crédits de l'ADEME. Ce point est donc important car il faut chercher à systématiser cette activité de conseil très opérationnelle et de proximité.

Par ailleurs, il faut continuer à améliorer les normes et les réglementations, sachant que, dans ce domaine également, beaucoup d'avancées ont d'ores et déjà été réalisées : je peux évoquer en particulier la réglementation thermique de 2005 pour le neuf et rappeler que nous disposons désormais d'une réglementation thermique sur l'existant. Les obligations de résultat pesant sur les rénovations importantes et cette volonté de supprimer les produits les moins efficaces du marché sont importantes, même s'il ne s'agit que d'un début et que nous devons progressivement rendre les règles plus sévères. Enfin, en matière de législation, plus nous arriverons à donner de la lisibilité sur l'évolution des normes, et plus nous faciliterons le travail des différents acteurs.

M. Philippe Dominati – Les Allemands viennent d'inaugurer la plus grande centrale solaire d'Europe. J'ai le sentiment qu'en France, l'énergie solaire n'est pas particulièrement bien perçue par la population. Quel est votre sentiment sur ce point ? Je suis réellement étonné de constater que certains pays, comme l'Espagne et l'Italie, fournissent des efforts certains en la matière alors que, chez nous, le dossier n'apparaît pas comme une priorité.

Mme Michèle Pappalardo – Je ne suis pas totalement convaincue par votre affirmation sur l'Italie. En revanche, le mouvement est clair en Allemagne. Mais, bien que ça ne soit pas encore connu, car cela date seulement de l'année dernière, le dispositif actuellement en place en France en matière d'électricité photovoltaïque offre des tarifs qui peuvent être plus avantageux que les tarifs allemands : ainsi, à condition que l'on réalise l'intégration des dispositifs dans le bâtiment, le tarif d'achat photovoltaïque est passé d'un seul coup de 15 à 55 centimes par kWh, ce qui rend les projets rentables en une quinzaine d'années. Nous sommes ainsi sur un système de financement un peu plus favorable que le système allemand mais, cette évolution étant très récente, nous ne pouvons évidemment pas encore en voir les effets, car il faut disposer de panneaux, les installer, savoir intégrer les dispositifs aux bâtiments, etc. En tout état de cause, je n'ai pas le sentiment que l'énergie solaire soit maltraitée ou mal perçue en France : elle est simplement peu connue, donc peu utilisée. Mais aujourd'hui, nous voyons fleurir de nombreux projets qui intègrent le photovoltaïque. En particulier, l'ADEME lançant, avec toutes les régions de France, des appels à démonstrateurs dans le cadre du programme de recherche sur le bâtiment, nous devrions donc voir apparaître de plus en plus de bâtiments intégrant des dispositifs photovoltaïques.

En revanche, la réalisation de centrales solaires ne nous apparaît pas, aujourd'hui, prioritaire, sauf dans les collectivités d'outre-mer où nous développons des projets remarquables. Ainsi, nous avons inauguré récemment une très grande structure à La Réunion, qu'on peut qualifier de centrale solaire. Nous poursuivons donc des projets importants et industriels dans ces territoires se situant dans la zone où la rentabilité des dispositifs est la plus intéressante. En métropole, l'ADEME a beaucoup milité pour l'augmentation du tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque, non pas pour couvrir la France

de ce type de production du jour au lendemain, mais pour ne pas « rater le coche » et pour développer une vraie filière industrielle nationale dans le domaine des ENR et, en particulier, de l'énergie solaire. En effet, je crois que nous allons vers un développement de cette énergie dans le monde, à moyen et long terme. Si nous laissons passer l'occasion d'avoir des industriels dans ce secteur, nous ne pourrions pas participer à l'explosion actuelle des ENR à l'échelle planétaire. Ainsi, depuis que nous avons augmenté le tarif du photovoltaïque, au moins deux initiatives d'importance ont vu le jour : à Saint-Alban, sur la Durance, une usine de production de panneaux solaires a été constituée avec des investissements, et donc des emplois, importants ; par ailleurs, nous voyons naître en Rhône-Alpes, autour du Commissariat à l'énergie atomique (CEA), un regroupement d'industriels français et étrangers dont le but est de développer, dans le cadre d'un pôle de compétitivité, une réelle filière industrielle. C'est là un point très important, et il me paraît intéressant de noter que le déclic s'est produit, en quelques mois, après l'annonce du nouveau tarif.

Je voudrais insister sur le fait que les actions de l'ADEME sont menées, le plus possible, avec les collectivités territoriales et, notamment, les régions. En effet, les « Plans climat », qui constituaient une des orientations prioritaires de l'Etat dans le cadre des contrats de projet, reposent essentiellement sur des actions de l'ADEME en matière d'économie d'énergie et d'énergie renouvelable. Nous avons donc signé, sur pratiquement tout le territoire, des contrats de plan Etat-Région (CPER) comportant des chapitres entiers sur la problématique énergétique et prévoyant des moyens supplémentaires. Dans la précédente campagne de contrats de plan, nous avons contractualisé environ 80 millions d'euros par an, alors que nous nous situons actuellement aux alentours de 96 millions d'euros, mettant en particulier plus d'argent sur la chaleur renouvelable. Nous sommes effectivement convaincus que c'est dans ce secteur que nous avons le plus de progrès à réaliser, en particulier dans l'utilisation de la biomasse, du bois-énergie ou de la géothermie. Ce dernier sujet nous tient, d'ailleurs, particulièrement à cœur et cet après-midi, nous lui consacrons une réunion avec le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM).

M. Bruno Sido, président – S'agit-il de géothermie profonde ?

Mme Michèle Pappalardo – Il existe beaucoup de formes de géothermie. Celle reposant sur l'utilisation de pompes à chaleur est une géothermie relativement peu profonde, qui fonctionne et se développe correctement.

M. Bruno Sido, président – La géothermie concerne bien la chaleur issue du cœur de la terre !

Mme Michèle Pappalardo – Tout à fait. Mais il faut être précis. Il existe plusieurs types de pompes à chaleur, dont certaines sont géothermiques et nécessitent des forages. Lorsque j'évoquais précédemment un crédit d'impôt pour les forages, je me plaçais bien dans le cadre de ces installations,

soit des pompes à chaleur individuelles ou semi-collectives qui permettent de récupérer la chaleur de la terre. Il s'agit bien de géothermie et d'un axe de travail intéressant et important pour le BRGM, spécialiste de la géothermie. Ensuite, nous allons trouver l'activité géothermique que vous évoquez, comme celle de l'Ile-de-France, qui consiste à aller chercher de l'eau chaude à une certaine profondeur et à la faire remonter. Dans ce domaine aussi, nous devons pouvoir faire plus et mieux. Nous nous efforçons notamment de remettre en place des dispositifs ayant existé il y a quelques années, comme des systèmes de fond de garantie. Enfin, il faut citer la géothermie très profonde et, en particulier, l'expérimentation de Soultz-sous-Forêts, dont le financement est porté par l'ADEME, côté français, et qui doit être poursuivie. Nous cherchons également à voir comment mieux utiliser la géothermie volcanique dans les zones où elle est disponible, notamment outre-mer.

M. Ambroise Dupont – Nous avons entraîné Mme Pappalardo sur le sujet de la production et la nécessité de l'augmenter. Je voudrais donc la ramener vers un thème qui lui est cher, celui des économies. Réalisons-nous des progrès dans le domaine des produits noirs, blancs ou marrons ? Ces économies ne peuvent pas être demandées par le consommateur et c'est forcément l'offre qui peut y conduire. Sur ce sujet, sommes-nous clairs ? Quelle est l'orientation poursuivie en la matière ?

Mme Michèle Pappalardo – Le consommateur n'est effectivement pas demandeur. Mais c'est lui qui achètera le produit. Il faut donc quand même qu'il recherche le produit le moins consommateur. Par ailleurs, des normes peuvent être édictées pour interdire l'introduction sur le marché de produits non performants. Il est évident que nous progressons en la matière. Par exemple, nous avons progressé, de manière remarquable, sur les produits blancs. Aujourd'hui, nous ne savons même plus « nommer » l'efficacité de certains produits et nous avons des produits classés A++ ! Bien sûr, nous pouvons toujours faire mieux et nous devons nous en donner les moyens, par exemple en informant les producteurs sur la direction que nous souhaitons donner à cette politique de réglementation. En conséquence, non seulement les progrès sont possibles, mais ils existent et sont réguliers. Il faut faire en sorte de les encourager et de faire disparaître les produits les moins performants.

M. Ambroise Dupont – Personnellement, je ne crois pas trop au progrès par le consommateur.

Mme Michèle Pappalardo – Ce n'est ni un progrès par le consommateur, ni un progrès sans le consommateur. L'achat de produit A+ et A++, pour les réfrigérateurs, est passé de 40 % à plus de 75 % en quelques années. C'est bien le consommateur qui achète ces produits et il aurait parfaitement pu acquérir des équipements classés B ou C. Cependant, il ne peut les acheter que parce qu'on les lui vend : les industriels ne bougeront donc pas si la demande ne suit pas l'offre et vice versa. Les deux doivent ainsi progresser ensemble...

M. Bruno Sido, président – Merci beaucoup, Mme la Présidente.

Autorité de sûreté nucléaire (ASN)
22 juin

Courrier de M. André-Claude Lacoste, président

Dans le courant du mois de mai, **M. Bruno Sido, président de la mission commune d'information**, a adressé à **M. André-Claude Lacoste, président de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)**, un courrier lui exposant que :

« Dans le cadre de ses travaux, la mission est amenée à s'interroger sur l'avenir de la filière nucléaire française à moyen terme, compte tenu de l'importance de l'électricité d'origine nucléaire dans notre bouquet énergétique et de la nécessité de préserver cette technologie qui permet à notre pays de bénéficier d'une électricité abondante et compétitive, enviée à bien des égards par de nombreux pays en Europe.

« Or, l'âge actuel du parc nucléaire français nous oblige à réfléchir à l'équilibre souhaitable entre prolongement de la durée de vie des centrales existantes, déploiement à moyen terme d'un parc de réacteurs de troisième génération et renforcement des travaux de recherche pour mettre en service le plus rapidement possible les technologies de rupture de la quatrième génération.

« Dans la mesure où il reviendra à l'Autorité de sûreté nucléaire d'apprécier au cas par cas l'opportunité de prolonger ou non la durée de vie des centrales nucléaires, il pourrait nous être très utile et précieux pour nos travaux d'obtenir votre avis sur ce point. Nous souhaiterions en particulier disposer de votre jugement sur la situation actuelle des centrales nucléaires françaises, sur leur durée de vie prévisible et sur leur capacité à fonctionner, à tout le moins pour certaines d'entre elles, pendant des périodes supérieures à quarante ans. »

M. André-Claude Lacoste, président de l'ASN, a fait part de son analyse dans un courrier dont le *fac simile* est publié pages suivantes.



DIRECTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

Paris, le 22 juin 2007

Réf. : Dép-DCN-304-2007
Affaire suivie par : Julien CAILHOL
Tél : 01.43.19.71.22
Fax : 01.43.19.70.66/89
Mél : julien.cailhol@asn.fr

Monsieur le Sénateur
Bruno SIDO
Sénat
15, rue de Vaugirard
75291 PARIS Cedex 06

Objet : Durée de vie des centrales nucléaires

Réf. : Votre courrier du 09 mai 2007

Monsieur le Sénateur,

Dans le cadre de la mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique de la France que vous présidez, vous m'interrogez sur la durée de vie prévisible des centrales nucléaires actuelles et sur leur capacité à fonctionner pendant des périodes supérieures à quarante ans.

Comme toutes les installations industrielles, les centrales nucléaires sont sujettes au vieillissement. La mission de l'ASN consiste sur ce point à s'assurer que l'exploitant prend en compte, dans sa stratégie générale d'exploitation, les phénomènes liés au vieillissement, afin de maintenir un niveau de sûreté satisfaisant pendant toute la durée de vie de l'installation.

Pour appréhender le vieillissement d'une centrale nucléaire, au-delà du simple délai écoulé depuis sa mise en service, un certain nombre de facteurs doivent être mis en perspective, notamment :

- la durée de vie des matériels réputés non remplaçables, comme la cuve du réacteur ou l'enceinte de confinement, dont le vieillissement est surveillé de près,
- les dégradations des matériels remplaçables, qui doivent être anticipées par la maintenance,
- la capacité de l'installation à suivre les évolutions des exigences de sûreté. En effet, il ne suffit pas qu'une installation reste conforme aux exigences de sûreté formulées à sa conception, il faut aussi que son niveau de sûreté puisse être amélioré, dans le cadre des réexamens décennaux de sûreté.

Si les travaux de rénovation nécessaires ne sont pas réalisables à un coût acceptable pour l'exploitant, la fermeture de l'installation est à prévoir.

www.asn.fr

6, place du Colonel Bourgoin - 75572 Paris cedex 12
Téléphone 01 40 19 86 00 - Fax 01 40 19 86 69



Sur un plan réglementaire, il n'y a pas en France de limitation dans le temps à l'autorisation d'exploiter une centrale nucléaire. En revanche, la pratique retenue et aujourd'hui affirmée par la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire est d'imposer à l'exploitant de procéder à un réexamen de sûreté de son installation tous les dix ans. Ce réexamen, qui vise en premier lieu à faire encore progresser le niveau de sûreté de l'installation, est aussi l'occasion d'effectuer un examen approfondi des effets du vieillissement.

Aujourd'hui, l'ASN considère que les réacteurs devraient pouvoir fonctionner jusqu'à trente ans. Elle ne peut à ce stade se prononcer sur des durées de fonctionnement supérieures : en effet, d'une part les justifications apportées par EDF sont en cours d'examen et d'autre part une telle prise de position nécessite de disposer des résultats des contrôles qui doivent être réalisés à l'occasion des troisièmes visites décennales des réacteurs.

Les centrales nucléaires françaises les plus anciennes sont celles de 900 MWe (34 réacteurs). Leur réexamen de sûreté est en cours. Leurs troisièmes visites décennales correspondant environ à trente ans de fonctionnement, vont avoir lieu à partir de 2009. Lors de ces visites, qui durent plusieurs mois, le réacteur est à l'arrêt et des contrôles approfondis sont réalisés. Au vu notamment des résultats de ces contrôles, l'ASN prendra position, réacteur par réacteur, sur leur aptitude à poursuivre l'exploitation au-delà de la troisième visite décennale et pour une période allant de trente à quarante ans. Elle pourra en tant que de besoin demander des contrôles intermédiaires, avant l'atteinte des quarante ans. En outre, afin de donner une visibilité de plus long terme, l'ASN examine actuellement les conditions dans lesquelles elle pourrait donner des indications sur une possibilité de poursuite de l'exploitation des réacteurs au-delà de quarante ans.

Plus généralement, il est souhaitable que la France, dans le contexte énergétique européen, dispose de capacités d'approvisionnement électrique suffisantes afin de permettre au Gouvernement, si la situation le nécessitait, de décider sereinement de la mise à l'arrêt des réacteurs dont le niveau de sûreté ne serait plus jugé acceptable par l'ASN, que ce soit à l'occasion d'un réexamen de sûreté rappelé ci-dessus, ou d'un autre motif. Il importe donc que le renouvellement des moyens de production électrique, quel que soit le mode de production, soit convenablement préparé afin d'éviter l'apparition d'une situation où les impératifs de sûreté nucléaire et d'approvisionnement énergétique seraient en concurrence.

Je vous prie de croire, Monsieur le Sénateur, à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.

Le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire,



André-Claude LACOSTE

PRODUCTEURS ET ENTREPRISES DE LA FILIÈRE ÉLECTRIQUE

Union française de l'électricité (UFE)

14 mars

M. Pierre Bart, président

M. Bruno Sido, président – Nous accueillons ce matin Pierre Bart, président de l'Union française de l'électricité (UFE), que je remercie de sa présence. Je vous serai reconnaissant de nous présenter d'abord l'UFE puis de nous donner votre sentiment sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

M. Pierre Bart, président de l'Union française de l'électricité – L'UFE est une jeune union patronale puisqu'elle a été créée le 17 mai 2000. Cette création visait tout d'abord un but social. En effet, alors que l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz se mettait en place en France, il est apparu nécessaire de créer des organisations patronales pour les industries électriques et gazières. L'UFE est celle des électriciens et défend également, depuis 2004, les intérêts des opérateurs électriques au niveau européen, au sein de l'association Eurelectric. Cet échelon est très important dans les questions de sécurité d'approvisionnement de la France.

Nos adhérents sont de différents types. Nous comptons ainsi des industriels de l'électricité, qui se partagent entre la mouvance Suez, représentée par la Compagnie nationale du Rhône (CNR), la société hydroélectrique du Midi (SHEM) et Suez, la mouvance Endesa France -anciennement Société nationale d'électricité et de thermique (SNET)-, la mouvance Electricité de France (EDF), composée d'EDF, EDF Energies nouvelles et Réseau de transport d'électricité (RTE), et la mouvance Gaz de France (GDF), représentée par DK6, la centrale au gaz de Dunkerque. Nous comptons également des syndicats professionnels de producteurs : le Syndicat des énergies renouvelables (SER) et le Groupement des producteurs autonomes d'énergie hydroélectrique (GPAE) qui réunit des petits hydrauliciens. Les distributeurs non nationalisés d'électricité (DNN) adhèrent quant à eux à l'UFE par le biais de différentes organisations, telles que l'Entreprise locale d'électricité (ELE), présidée par M. Jean-Paul Giraud à Grenoble, et l'Association Nationale des Régies de services publics et des Organismes constitués par les Collectivités locales (ANROC) et la Fédération Nationale des Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole d'Electricité (FNSICAE), regroupées toutes deux dans l'Union nationale des entreprises locales de l'électricité et du gaz (UNELEG) afin d'intégrer l'UFE.

La branche des Industries Electriques et Gazières (IEG) compte également une organisation patronale gazière, l'Union nationale des

employeurs des industries gazières (UNEMIG), créée par GDF et le Syndicat Professionnel des Entreprises Gazières Non Nationalisées (SPEGNN).

Nos règles de fonctionnement prévoient que chaque décision ou prise de position doit s'appuyer sur 85 % des votes, ce qui équivaut quasiment à l'unanimité. Par ailleurs, comme les deux grands opérateurs Suez et EDF, les DNN et les petits producteurs disposent d'un droit de veto. La prise de décision n'est donc pas toujours facile. Cependant, depuis trois ou quatre ans, grâce à un travail efficace et soutenu, des positions communes se manifestent sur de nombreux sujets.

Concernant la problématique de sécurité d'approvisionnement, je souhaiterais l'aborder selon quatre angles, qui montreront l'interdépendance des niveaux européens et français. Il s'agit tout d'abord d'évoquer l'adaptation du dimensionnement des réseaux à la consommation.

La responsabilité de veiller à cette bonne adéquation est confiée en France au gestionnaire du réseau de transport, sous le contrôle du régulateur. Ce fonctionnement apparaît satisfaisant et offre la possibilité de surmonter d'éventuelles difficultés locales grâce à l'exercice de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production électrique. RTE a ainsi lancé un appel d'offres pour une centrale en Bretagne, région isolée en termes de réseau.

Au niveau européen, la problématique porte sur les interconnexions entre pays, insuffisantes en termes d'organisation du marché et de concurrence, mais aussi de sécurité du réseau. A ce titre, le Conseil européen de mars a désigné des coordinateurs chargés de faire progresser les projets d'intérêt européen prioritaires les plus critiques. Les interconnexions électriques entre la France et l'Espagne en font partie. L'avenir nous dira si la mise en place de ces coordinateurs est efficace. Cependant, nous observons que le Conseil européen a noté l'importance du développement de ces interconnexions et réfléchi à des solutions.

J'aborde maintenant l'adéquation des réseaux aux moyens de production. La situation française semble là aussi convenir. En effet, grâce à la PPI, RTE peut trouver des solutions en cas de difficultés relatives à la création de lignes. A cet égard, outre la Bretagne, la région de Nice pourrait être citée. La PPI permet de lancer des appels d'offres pour reconstituer les moyens de production localement et équilibrer ainsi le réseau.

En revanche, un nouveau problème apparaît, peu connu en France, mais a été révélé notamment par l'incident intervenu dernièrement en Allemagne. Il s'agit de la multiplication des moyens de production décentralisés. Elle conduit à réexaminer les conditions de raccordement de ces installations. En effet, en cas de perturbations sur les réseaux, ces moyens de production contribuent à la stabilité du système. Les normes en vigueur sont encore imparfaites et il faut donc réaliser des progrès technologiques et définir des solutions. Je crois d'ailleurs que vous avez déjà évoqué ce sujet avec le Syndicat des énergies renouvelables.

Je souhaite également évoquer la gestion en temps réel de l'équilibre et des perturbations, entre l'offre d'électricité et la consommation. Le système français paraît bien fonctionner de ce point de vue, grâce en particulier au système de gestion des écarts mis en place par RTE, qui donne satisfaction aux adhérents de l'UFE, notamment grâce aux services offerts aux opérateurs par Powernext. S'agissant des différentes perturbations, les automatismes et les procédures installées par RTE ont montré leur efficacité.

Au niveau européen, des progrès semblent toutefois encore nécessaires, comme l'a montré l'incident du 4 novembre dernier. Il a toutefois révélé des bases solides, grâce auxquelles ses impacts ont été limités. Dans ce cadre, l'UFE et Eurelectric sont intervenues au niveau européen pour souligner la nécessité d'une meilleure coordination entre les différents transporteurs européens et du développement de règles communes. Elles ont également insisté sur cet aspect en ce qui concerne les régulateurs, en particulier pour les questions transfrontalières. Nous notons avec satisfaction les conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars. Il a en effet préconisé l'instauration d'un mécanisme indépendant permettant aux régulateurs nationaux de coopérer et de prendre des décisions sur des questions transfrontalières importantes. Il a également proposé d'instituer un système communautaire pour les gestionnaires de réseaux de transport, afin de mieux coordonner le fonctionnement des réseaux et leur sécurité, en s'inspirant des pratiques de coopération préexistantes. Il faut maintenant traduire ces orientations politiques, que nous jugeons favorables, dans les faits.

Enfin, il s'agit de s'intéresser au dimensionnement du parc de production. Il constitue le cœur du problème, pour la France et l'Europe. La France a la chance de bénéficier d'un processus exemplaire, auquel l'UFE est associée et dont elle est très satisfaite. Ce processus s'attache en effet à étudier la sécurité de l'approvisionnement en la reliant aux problématiques environnementales et économiques. Nous remarquons cependant une faiblesse : nos différentes hypothèses d'importation et d'exportation faites dans le cadre de la PPI à moyen et long terme ne sont pas d'une solidité totale. Nous militons donc pour que chaque pays effectue un exercice comparable à la PPI française, et que la Commission européenne en réalise une synthèse, afin d'homogénéiser les chiffres et de rendre le système cohérent au niveau européen. Nous sommes d'ailleurs intervenus à plusieurs reprises avant le Conseil européen de mars sur ces questions.

Dans ce domaine également, l'UFE se félicite des conclusions du Conseil européen. En effet, il invite la Commission à réaliser, en accord avec les Etats membres, des projections à moyen et long terme sur l'offre et la demande de gaz et d'électricité. Il l'incite à déterminer les investissements supplémentaires nécessaires pour répondre aux besoins stratégiques de l'Union européenne. Nous tenons à souligner cette avancée importante. De même, le Conseil européen affirme la nécessité de renforcer la sécurité de l'approvisionnement, aux niveaux européen et national. Il a également décidé la création d'un observatoire de l'énergie au sein de la Commission. Ces

initiatives témoignent de la volonté de se méfier du marché, et de réaliser des études prospectives, afin de savoir si l'évolution du marché correspond aux défis que nous souhaitons relever.

En outre, nous nous réjouissons que la Commission européenne aborde enfin le problème de l'énergie avec une volonté d'ouverture des marchés, mais aussi par l'étude approfondie de la sécurité d'approvisionnement et de la maîtrise du climat. Nous avons relevé des objectifs ambitieux, tels que les « quatre 20 » : en 2020, 20 % d'économie d'énergie, 20 % de diminution des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) et 20 % d'énergies renouvelables dans le bouquet énergétique global de l'Union. Nous avons noté que les 20 % de diminution des émissions de CO₂ seraient différenciés selon les pays, en fonction de leur situation initiale et de leur niveau d'émissions. Nous avons d'ailleurs insisté sur ce point. Par ailleurs, nous remarquons que le mot « nucléaire » ne semble plus interdit dans l'Union européenne. L'intérêt de réduire le CO₂ est donc mis en avant, en même temps qu'est précisé qu'il appartient aux pays de définir leurs prévisions.

Eurelectric publiera le 22 mars une étude envisageant différents scénarios pour les horizons 2030 et 2050. En effet, 2020 est une date trop proche pour pouvoir espérer modifier la part de nucléaire. Nous avons étendu notre réflexion à trois aspects, qu'il nous semble nécessaire d'associer : la sécurité d'approvisionnement ou la dépendance énergétique, les conséquences climatiques des émissions de gaz à effet de serre, et le coût de l'énergie. Ce dernier point n'apparaît malheureusement pas dans les conclusions de Bruxelles. L'étude d'Eurelectric, très riche, est en cours de validation. Il nous est apparu que l'électricité est un outil formidable vis-à-vis de ces trois aspects. En dépit de la volonté affichée de réaliser des économies d'énergie importantes, essentielles, il faut admettre que l'électricité est un vecteur de ces progrès, et le sera particulièrement dans les domaines des transports et de l'habitat. Je vous ferai parvenir cette étude et je signale que si vous le souhaitez, il est possible de rencontrer le directeur général d'Eurelectric à ce sujet. Cette étude, sur laquelle nous travaillons depuis un an, apportera sans doute beaucoup au débat.

M. Bruno Sido, président – D'après le document que vous venez de nous présenter, un scénario d'évolution de notre système électrique regroupe tous les avantages : faibles émissions de CO₂, coût de l'énergie maîtrisé et dépendance d'approvisionnement moindre. Je vous remercie pour votre présentation. Nous pouvons maintenant passer aux questions et je poserai la première pour lancer le débat : les grands mouvements actuels de fusions, d'acquisitions et de regroupements au niveau européen entraînent-ils des conséquences sur la sécurité d'approvisionnement ?

M. Pierre Bart – L'UFE, qui compte parmi ses adhérents Endesa, GDF et Suez, constate ces projets de concentration et en suit les différents épisodes lors de ses réunions. Nous devons consentir dans les prochaines années d'importants investissements, de l'ordre de centaines de milliards d'euros, dont les retours sur investissement sont longs. La formation de

groupes importants peut permettre de faire face aux différents objectifs. Cependant, notamment en raison d'interconnexions insuffisantes, le marché électrique européen n'est pas encore réalisé et il existe quelques sous-marchés : le marché Benelux-France-Allemagne, le marché des pays nordiques, le marché France-Italie... Il faut donc éviter des regroupements intempestifs sur une zone, qui amoindriraient la concurrence.

M. Bruno Sido, président – Un marché européen est-il possible ? Par ailleurs, il serait intéressant de connaître en pourcentage les pertes en ligne résultant du transport d'électricité. En outre, comme vous l'indiquiez pour Nice ou la Bretagne, il semble nécessaire de posséder des moyens de production décentralisés. S'agissant des sous-marchés, nous interrogeons la semaine dernière le directeur « énergie » de la direction générale de la concurrence de la Commission européenne sur l'intérêt de rendre obligatoire à des grands opérateurs la vente de parts de marché à des opérateurs quasi virtuels.

M. Pierre Bart – La concurrence, qui existe tout de même, a eu pour effet positif d'inciter les opérateurs à fournir des efforts d'efficacité. Au-delà de ce progrès, je pense que l'avis de nos adhérents est partagé, d'autant plus que le système français existant était efficace.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – La multiplication des producteurs et des distributeurs d'électricité n'impacte-t-elle pas la sécurité d'approvisionnement et n'engendre-t-elle pas des difficultés supplémentaires, même si la concurrence entre eux peut être bénéfique par ailleurs ?

M. Pierre Bart – La multiplication des producteurs et des commercialisateurs -plutôt que des distributeurs, car les acteurs de la gestion du réseau sont les mêmes- a effectivement compliqué le système, et abouti à la mise en place de processus nouveaux. Cependant, les systèmes de gestion des écarts par RTE ou les services offerts par Powernext aux différents opérateurs permettent le bon fonctionnement du système. Je ne pense donc pas que cette multiplication fragilise la sécurité d'approvisionnement. En revanche, elle pourrait souffrir de la multiplication des outils de production, en particulier décentralisés.

M. Bruno Sido, président – Quels sont-ils ?

M. Pierre Bart – Il s'agit essentiellement d'éoliennes. Ce problème, bien identifié, sera résolu, car il est d'ordre technique.

M. Henri Revol – Je souhaitais poser la même question que celle de M. le rapporteur, mais plus particulièrement sur la sécurité d'approvisionnement pour le consommateur individuel. En effet, à partir du 1er juillet 2007, de nouveaux acteurs de commercialisation émergeront, mais en même temps la production décentralisée incitera chacun à installer des toits photovoltaïques et à vendre l'excès d'électricité produite. Aussi, quoique technique, le problème de la sécurité d'approvisionnement de l'abonné me semble inquiétant, étant donné que la qualité de service est actuellement très

correcte, notamment en termes de maintien de la fréquence et de coupures de courant. Je ne suis pas soucieux pour RTE, mais je m'interroge sur la distribution en basse tension. Comment concevez-vous le rôle des collectivités locales et de leurs mandataires dans ce nouveau paysage ?

M. Pierre Bart – Votre question contient la réponse. La qualité de la fourniture est une notion importante et le concessionnaire du réseau doit veiller à ce qu'elle perdure. Des lois successives ont d'ailleurs réaffirmé le rôle de contrôle de l'autorité concédante. Je ne suis pas inquiet, car la difficulté est largement surmontable. L'énergie décentralisée est certes un facteur de risque, mais présente en même temps l'intérêt d'équilibrer le réseau, notamment en période d'incident. Ce problème, nouveau, oblige à adapter les procédures et les règles d'exploitation. Il importe de mieux préciser aux constructeurs de ces installations, en particulier des éoliennes, les attentes en termes de performances technologiques et de suivi de fréquence. Cependant ces problèmes peuvent être résolus.

M. Michel Billout, rapporteur – Notre entretien à Bruxelles nous a montré que la Commission européenne considère la séparation patrimoniale entre les activités de production et de transport comme une condition essentielle à la réalisation du marché européen de l'énergie. Pourriez-vous donner le sentiment des adhérents de l'UFE sur ce sujet ? Par ailleurs, contrairement aux diverses informations obtenues auprès des opérateurs alternatifs, Bruxelles nous a indiqué qu'il existait, y compris en France, des difficultés d'accès au réseau d'électricité : en connaissez-vous ?

M. Pierre Bart – La séparation patrimoniale n'existe pas en France, et l'indépendance du gestionnaire de transport est exemplaire. Par conséquent, la position de l'UFE est claire : elle ne considère pas la séparation patrimoniale comme une solution. En revanche, il nous paraît essentiel d'assurer une bonne coordination des gestionnaires de transport au niveau européen. Le Conseil européen n'a d'ailleurs pas recommandé la séparation patrimoniale, mais le renforcement de la coopération entre les transporteurs.

S'agissant des difficultés d'accès au réseau, nous connaissons effectivement quelques difficultés de raccordement des nouvelles installations de production. Aujourd'hui, tous les textes sur ce sujet ne sont pas finalisés. Nous allons ainsi examiner au Conseil supérieur de l'énergie, à la fin mars, des décrets relatifs à ces raccordements. Les difficultés, très ponctuelles, sont en partie liées au fait que la législation française est encore incomplète. Nos équipes d'adhérents, composées de producteurs et distributeurs, travaillent donc sur ces décrets, qui seront présentés le 27 mars. Même si leurs positions sont partagées, elles réfléchissent à la question, car la situation est encore imparfaite. La multiplication des installations peut en effet provoquer des problèmes sur le réseau. Un décalage peut se manifester entre les attentes de l'opérateur, qui souhaite mettre en place très rapidement l'installation, et la volonté du gestionnaire de réseau, qui souhaite disposer de temps pour adapter le dimensionnement du réseau.

M. Michel Sergent – Nous avons beaucoup parlé de l’approvisionnement, mais insuffisamment des réseaux, me semble-t-il. Pensez-vous que les problèmes sont inexistantes, ou que ceux-ci sont assumés et résolus au fur et à mesure de la demande ? Sur le terrain, il apparaît que le calendrier de renouvellement des réseaux de distribution ne correspond pas à celui qui était annoncé : des retards sont enregistrés. Considérez-vous que le réseau est indéfiniment, et par principe, adapté ? Les concessionnaires devraient-ils au contraire se préoccuper de ce renouvellement à terme, de l’ordre de 40 ans il me semble ?

M. Pierre Bart – Les investissements relatifs au réseau sont de la responsabilité des gestionnaires de réseau, sous le contrôle du régulateur, sachant que les autorités concédantes jouent aussi un rôle dans la distribution. Les moyens de contrôle sont donc suffisants dans la mesure où aucun élément juridique ne les limite.

M. Bruno Sido, président – Nous constatons qu’il est plus long de construire une nouvelle ligne à haute tension pour évacuer l’électricité produite par une centrale nucléaire que de construire une centrale nucléaire. Par ailleurs, outre le réseau, il faut parler de la qualité des interconnexions. En effet, l’incident de novembre 2006 a révélé un paradoxe : la France est largement exportatrice d’électricité, en Grande Bretagne, en Allemagne, en Italie, en Espagne, mais pourtant son réseau s’est effondré. Cet incident tient à une maladresse du transporteur allemand, en raison d’une mauvaise coordination. Il existe donc un réel problème de réseau et non de production. D’ailleurs, l’augmentation de la consommation électrique est beaucoup moins rapide que la croissance de la production. Il faudra certes procéder au renouvellement des centrales. Cependant, la création de nouveaux moyens de production est moins évidente dans les dix ou quinze prochaines années. La qualité des réseaux est donc un problème de fond.

M. Pierre Bart – J’ai indiqué précédemment que les interconnexions représentaient une faiblesse du réseau.

M. Bruno Sido, président – Nous nous sommes aperçu lors de cet incident que les liaisons entre la France et la Grande-Bretagne n’avaient pas été affectées. En effet, elles n’étaient pas synchrones, et passaient par le courant continu, obligatoire. N’est-ce pas une solution ? Certes, les interconnexions sont nécessaires à l’établissement d’un vrai marché, mais il convient également de sécuriser l’approvisionnement. Notre rapport est centré sur cette question, sachant que la France est naturellement prioritaire sur les pays où elle exporte.

M. Pierre Bart – Je ne suis pas certain d’être bien placé pour vous répondre, RTE serait un meilleur interlocuteur. Le principe d’interconnexion des différents réseaux européens, institué par des ingénieurs de chaque pays bien avant le marché unique, repose sur le principe de solidarité. Si un pays est en difficulté, les autres le secourent, même s’ils en subissent les effets négatifs. Ainsi, le pays à l’origine de la panne rétablit le courant plus

rapidement, parce que les autres pays partagent tous le fardeau de la panne. Les pays isolés, comme la Grande-Bretagne, peineront à restaurer la situation en cas de panne. Dans certaines circonstances, l'entraide des autres pays à l'égard de la France a d'ailleurs été bénéfique.

M. Bruno Sido, président – Pardonnez-moi, mais mon propos était plus subtil : il n'est pas question de s'isoler, mais d'établir des interconnexions intelligentes, de manière à ce qu'un effondrement en un point du réseau ne provoque pas un effondrement général. Je possède en effet une autre vision de la solidarité, consistant à penser que lorsqu'un pays a besoin d'électricité, les autres doivent être capables de lui en fournir.

M. Pierre Bart – Je pense que les systèmes sont conçus dans cette optique, mais qu'ils sont parfois dépassés.

M. Bruno Sido, président – Ils me semblent conçus différemment, puisque la baisse de fréquence s'est étendue de la Suède au Maroc, et de l'Ukraine à la Bretagne, mais n'a pas touché la Grande-Bretagne.

M. Pierre Bart – Si nous avons été isolés comme la Grande-Bretagne, la panne en Allemagne aurait été beaucoup plus grave, et aurait pu, par extension, être problématique pour la France. Je précise à nouveau que RTE vous renseignera mieux sur ces questions.

M. Bruno Sido, président – Dans la mesure où aucune autre question ne se présente, il me reste à vous remercier pour votre participation sur ce sujet compliqué.

M. Pierre Bart – Je vous remercie. Je vous ferai parvenir l'étude d'Eurelectric et rappelle que vous pouvez rencontrer son directeur si vous le souhaitez.

Electricité de France (EDF)
8 février

M. Pierre Gadonneix, président directeur général

M. Bruno Sido, président – Nous accueillons maintenant Pierre Gadonneix, le président-directeur général d'EDF. M. le président, nous vous remercions d'avoir accepté notre invitation. Suite à la panne d'électricité du mois de novembre 2006, nous avons créé, au Sénat, une mission commune d'information pour examiner la question de la sécurité de l'approvisionnement électrique en France. Bien entendu, nous avons des réseaux, des distributeurs, mais également des producteurs et EDF est la plus grande entreprise de production électrique en Europe. Par conséquent, il était parfaitement normal que nous vous entendions. Nous savons votre temps compté. Je ne vais donc pas rallonger mon introduction et vous laisse immédiatement la parole. Après votre départ, nous pourrions poursuivre notre entretien avec les collaborateurs qui vous accompagnent.

M. Pierre Gadonneix, président directeur-général d'Electricité de France – En particulier, j'ai, à mes côtés, le responsable de l'équilibre entre le marché et la production qui est au coeur des préoccupations que vous venez de résumer.

M. Bruno Sido, président – Nous vous laissons donc la parole pour évoquer l'activité d'EDF et son poids dans la production nationale et européenne, ainsi que votre façon d'appréhender la problématique de la sécurité d'approvisionnement.

M. Pierre Gadonneix – Je tiens d'abord à vous remercier, Mesdames et Messieurs les Sénateurs, pour votre accueil. Je sais que vous avez déjà entendu André Merlin, le responsable du Réseau de Transport d'Electricité (RTE). Vous avez donc bénéficié d'une description assez précise des événements survenus le 4 novembre 2006. Je suis prêt à répondre à vos questions sur ce sujet, mais je ne reviendrai pas dessus. Je comprends que votre préoccupation ait dépassé ce cadre pour aborder la question des mesures que nous prenons pour assurer et préserver la sécurité d'alimentation électrique de la France.

L'incident que nous avons connu le 4 novembre 2006 nous rappelle que nous nous situons dans un système européen. Depuis plus de vingt ans, le système électrique et sa sécurité se placent effectivement à un niveau européen. L'incident nous rappelle également la fragilité de ce système et la nécessité d'investir massivement pour le renforcer, notamment au niveau des capacités de production et de transport. Il est également urgent d'améliorer le système de coordination entre les différents acteurs (opérateurs, régulateurs et autorités politiques) pour assurer la stabilité de ce dispositif.

Je voudrais entamer mon propos par la situation française. Nous disposons, aujourd'hui, d'un système électrique de qualité qui garantit la sécurité d'approvisionnement du pays. C'est notre mission et il entre dans les responsabilités du Gouvernement de s'assurer que cette mission est correctement remplie. La première réponse que nous pouvons apporter à vos préoccupations concerne donc le parc de production d'EDF. Celui-ci est à la fois performant et diversifié. Il faut, d'ailleurs, noter que cette diversification est un élément clé de la sécurité. Le système est, en outre, compétitif et contribue, aujourd'hui, à répondre aux préoccupations concernant le réchauffement climatique. En effet, 95 % de l'électricité produite en France n'émet aucun gaz à effet de serre : 85 % est assurée par la production nucléaire et 10 % par la production hydraulique. En complément de ces moyens, nous devons disposer de moyens de pointe pour faire face, à tout instant de la journée, aux sollicitations du réseau car l'électricité a pour caractéristique de ne pas pouvoir se stocker. Nous disposons donc de moyens de base qui ne sont performants que s'ils fonctionnent en continu. Parmi ceux-ci, nous trouvons le nucléaire. Nous devons avoir, en complément, des moyens plus souples pour répondre aux modulations dans la journée et au cours de l'année. Nous distinguons, dans ce domaine, les moyens de semi-base, comme les centrales à charbon ou à fioul, et les moyens de pointe qui peuvent être sollicités en quelques minutes.

Historiquement, le système s'est développé grâce à un investissement très important, effectué après la guerre, dans l'hydraulique, sachant que ces installations ont pour caractéristique d'avoir une durée de vie très longue, et par le parc nucléaire développé dans les années 1970 et 1980. Ceci explique que la France émet six fois moins de dioxyde de carbone (CO₂) que la moyenne européenne. Sa proportion d'émissions est effectivement beaucoup plus faible sur la partie électrique.

En revanche, la diversité du parc n'est pas optimale. Celui-ci présente une très forte puissance de base, alors même que notre marché est très saisonnier du fait de l'importance du chauffage électrique. Le système n'est donc pas optimal au niveau national, mais nous pouvons assurer l'optimisation, grâce à notre intégration en Europe, en exportant pendant les heures où nous disposons d'une capacité en base et en ayant recours aux puissances de nos collègues dans les périodes de pointe. Les barrages de retenues d'eau constituent les moyens les plus performants en la matière. Ils permettent de répondre à la demande de manière pratiquement instantanée. Ce phénomène est assez spectaculaire. Par exemple, l'ensemble Durance/Verdon présente une quinzaine de barrages alignés. En appuyant sur un bouton, 2 000 mégawatts sont disponibles en quelques minutes. C'est donc le moyen idéal pour faire face aux pointes de consommation et il a permis à la France de contribuer, en quelques minutes, aux besoins de puissance enregistrés le 4 novembre 2006. Au cours de l'incident, environ 10 000 mégawatts ont subitement manqué en Europe. Selon la loi de Kirchhoff, les besoins de puissance se répartissent sur l'ensemble du réseau interconnecté, celui-ci

allant jusqu'au Maroc. Cette loi de Kirchhoff a donc engendré un manque, au niveau de la France, avoisinant 5 000 mégawatts. Nous avons pu reconstituer ce niveau en quelques minutes grâce aux barrages et, en particulier, à l'ensemble Durance/Verdon. Je veux donc insister sur l'importance de l'hydraulique et vous remercier, M. le président, d'avoir tenu compte de cette préoccupation dans la récente loi sur l'eau et les milieux aquatiques, dans le cadre de votre mandat de rapporteur de ce texte. L'eau sert effectivement à beaucoup de choses et, en particulier, à assurer la sécurité d'approvisionnement du pays à travers la réponse aux besoins de pointe en électricité.

En ce qui concerne l'évolution de la consommation, je souhaite apporter une précision. Nous avons pu croire que l'année 2006 avait été atypique. C'est inexact. La consommation a continué à croître durant cette période, de 1,3 % en retirant la partie liée à Eurodif. Cette unité, qui est utilisée pour l'enrichissement de l'uranium, travaille essentiellement pour EDF en fonction des besoins en uranium de l'entreprise et consomme énormément d'électricité. Il se trouve qu'Eurodif a vu ses besoins réduits et que cette diminution se confirmera dans le futur puisque de nouvelles technologies permettent d'enrichir l'uranium avec un procédé nettement moins consommateur d'électricité. En neutralisant l'effet Eurodif, la consommation française a donc continué à augmenter, sachant que les besoins en pointe croissent deux fois plus vite que la consommation moyenne. C'est ainsi qu'en 2006, la France a battu le record de puissance appelée. Au jour le plus froid de l'année, nous avons atteint un niveau de 86 000 mégawatts. Pour la sécurité de notre approvisionnement, nous devons donc investir dans des moyens de pointe et de semi-base.

Par ailleurs, nous devons travailler sur les réseaux. En effet, il ne suffit pas de disposer des puissances nécessaires. Il faut également que celles-ci soient accessibles à l'endroit où elles sont utiles. Dans ce cadre, il faut distinguer les réseaux de transport, qui sont les autoroutes de l'électricité, et les réseaux de distribution qui assurent la distribution locale. La France dispose de plus d'un million de kilomètres de réseau de distribution. Celui-ci est l'un des plus étendus d'Europe. Un besoin important d'investissement apparaît également à ce niveau et je vous rappelle que, dans le projet industriel que j'ai présenté à la commission des affaires économiques lors d'une audition précédente, nous avons décidé de relancer les investissements dans le secteur de la distribution. Pour l'année 2006, ceux-ci ont augmenté de 6 % et nous procéderons également à une hausse de 6 % en 2007. Nous investirons une somme de 1,7 milliard d'euros sur la période. Notre filiale RTE, qui est autonome et discute le montant de ses investissements essentiellement avec le régulateur, a également fait croître très fortement ses investissements de transport. Sur la période allant de 2007 à 2009, elle investira 40 % de plus que son programme concernant les années 2003 à 2005.

Sur ces questions de transport, je tiens à attirer votre attention sur les zones de fragilité qui existent actuellement en France. En effet, il ne suffit pas

d'obtenir un équilibre global au niveau du pays. Il faut également assurer un équilibre par région. Or, la Bretagne et la région de Nice/Côte d'Azur présentent des fragilités. Pour la Bretagne, nous sommes à la merci du moindre incident. A l'issue de la tempête du mois de décembre, nous avons ainsi enregistré des problèmes à Cordemais. J'ai été obligé de mettre en place une cellule de crise pour gérer l'ensemble de la période hivernale et éviter que cet incident ait une répercussion sur la Bretagne. Le dispositif a été mis en place avec les autorités locales. Nous avons eu de la chance car les difficultés de l'usine sont aujourd'hui résolues et aucune pointe de froid considérable n'a été enregistrée pendant la période. Nous avons ainsi pu éviter les délestages. Même si nous avons fait tout ce qu'il fallait pour assurer la sécurité de la zone, nous voyons bien que celle-ci est à la merci du moindre incident. Il en va de même pour la région de Nice. Il est donc urgent, pour ces deux zones, d'améliorer la sécurité, ce qui passe par des moyens de transport, mais également par des moyens de production décentralisés. J'ai demandé au Ministre de l'Industrie, la semaine dernière, d'organiser un groupe de travail, regroupant les producteurs, le transporteur et les collectivités locales, pour que nous examinions le sujet particulier de la région Nice/Côte d'Azur après le refus opposé par le Conseil d'Etat sur le projet de renforcement de la ligne Boute-Carros qui aurait permis de renforcer la sécurité de cette région.

Bien sûr, le système doit fonctionner techniquement et être géré de manière globale et avec le niveau d'information nécessaire. Je crois pouvoir dire que le système français, avec le RTE, responsable de l'équilibre de l'ensemble du réseau de transport, a un fonctionnement satisfaisant. La manière dont l'incident du 4 novembre 2006 a été géré le démontre. Le délestage a bien fonctionné avec des priorités qui avaient été négociées préalablement et, par ailleurs, nous avons pu rétablir, en moins d'une heure, la puissance nécessaire pour répondre aux besoins des 5 millions de clients. En comparaison, le système allemand a montré des signes de faiblesse et un défaut de coordination et d'anticipation a été enregistré.

Que faisons-nous pour renforcer et améliorer la sécurité de l'approvisionnement en France ? La réponse principale repose sur les investissements. Je voudrais vous fournir quelques chiffres à ce propos. Pendant pratiquement quinze ans, nous avons vécu dans un confort qui laissait penser qu'il était inutile d'investir. Durant cette période, la consommation d'électricité a augmenté de 30 % au niveau européen et les capacités de production de 9 %. En France, la croissance de ces capacités a été nulle. Il est donc nécessaire, à un moment donné, de mettre un terme à cette période et ce moment est venu. Ce constat est partagé par l'ensemble des pays européens, sachant que l'Italie a commencé à investir plus tôt que les autres. Par ailleurs, outre cette prise de conscience, 2006 a marqué un basculement de l'opinion publique mondiale. Celle-ci est désormais convaincue, dans sa majorité, que les émissions de CO₂ liées à l'activité humaine ont un impact sur le réchauffement climatique. Aucun fait scientifique majeur n'a été enregistré, mais ce point est bien devenu une conviction partagée. En conséquence, toutes

les politiques énergétiques, dans le monde, prennent cette dimension en compte. Quand on parle de sécurité énergétique, il faut donc désormais s'interroger sur la façon de développer des capacités qui contribuent à améliorer la situation au regard du réchauffement climatique. Tous les colloques et rapports les plus récents vont dans ce sens.

Avant de conclure, je voudrais vous donner deux chiffres qui démontrent à quel point cet enjeu est évident et réel, malgré la prise de conscience tardive. Chaque génération humaine consomme 50 % d'énergie de plus que la génération précédente. Par ailleurs, près de 85 % de l'énergie consommée sur la planète n'est pas renouvelable et émet du gaz à effet de serre. En cumulant ces deux éléments, on voit clairement que cette situation n'est pas durable, dans le sens où elle dégrade l'état de la planète pour les générations futures. Les réponses, face à cette préoccupation, vont donc toutes dans le même sens et la France a été un pays précurseur en la matière. Il faut investir pour favoriser les économies et la maîtrise de l'énergie. EDF a clairement décidé d'en faire un des axes de sa politique commerciale. Nous pensons que, demain, la concurrence entre énergéticiens se fera au niveau du service, du conseil et de la qualité des offres dans le but de réduire la facture énergétique et ses conséquences sur l'environnement. Ce sujet englobe de nombreux autres aspects tels que l'isolation ou l'amélioration du rendement des systèmes énergétiques. Par ailleurs, il faut développer un bouquet énergétique qui soit le moins émetteur de gaz à effet de serre. A ce titre, certaines énergies renouvelables, comme l'éolien, le solaire ou la biomasse, font l'objet de programmes spécifiques. Mais, il faut savoir que l'énergie renouvelable la plus importante, sur la planète, est l'hydraulique. En Europe et en France, il n'existe plus beaucoup d'opportunités, mais, à l'échelle mondiale, le grand hydraulique a un réel avenir. Enfin, le charbon et le nucléaire sont incontournables à long terme. Si nous ne prenons aucune précaution, le premier présente le plus de conséquences négatives sur le climat puisqu'il émet le plus de gaz à effet de serre. Ceci explique l'émergence du concept de charbon propre. Cette matière étant indispensable, il faut trouver un système pour que les gaz à effet de serre qu'il émet soient captés. Cette technologie est encore au stade de la recherche et développement, il nous faut travailler à la rendre industrielle et compétitive. En ce qui concerne le nucléaire, je suis convaincu que l'année 2006 a été une année clé pour la prise de conscience, par les opinions mondiales, du caractère incontournable de cette énergie. Dans ce domaine, l'enjeu ne se situe plus au niveau de la technique ou de la compétitivité. Le réel problème est lié à l'acceptation du nucléaire par les opinions publiques. De ce point de vue, je pense qu'EDF a une carte à jouer pour promouvoir la crédibilité de cette énergie dans le monde. C'est ce que nous allons essayer de faire.

J'ai été un peu long, mais j'ai été heureux d'avoir l'occasion d'intervenir sur ce sujet. Le contexte actuel, lié à la rareté de l'énergie et à la préoccupation de protection de l'environnement, donne une justification a posteriori à la politique énergétique française et une opportunité, au groupe

EDF, de préserver la sécurité d’approvisionnement, mais aussi de promouvoir le nucléaire dans le monde et d’entraîner, avec lui, l’ensemble de l’industrie française.

M. Bruno Sido, président – Compte tenu de nos contraintes horaires, je vous propose de poser une première série de questions. M. Gadonneix fera son marché parmi celles-ci et ses collaborateurs apporteront, par la suite, les réponses complémentaires. Pour ma part, je remarque que vous avez évoqué le charbon et le nucléaire, mais que vous n’avez pas mentionné la géothermie profonde. Pouvez-vous nous donner votre sentiment sur la question ?

M. Marcel Deneux, rapporteur – Discrètement, au cours de l’année passée, vous avez modifié la structure financière de votre filiale EDF Energies Nouvelles sans en informer le grand public. Croyez-vous beaucoup à cette entité ? Jusqu’où pouvez-vous aller et dans quelles directions ? Par ailleurs, quels crédits de recherche accordez-vous au stockage et à la capture du CO₂ ? Ces éléments me paraissent constituer des axes importants.

Mme Nicole Bricq – M. le président, vous avez récemment publié un article très intéressant dans le Figaro. Vous y avancez trois idées que je vais reprendre et que je souhaiterais que vous précisiez. Vous évoquez, en premier lieu, un « bouquet énergétique fiable, écologique et vertueux », selon vos propres termes. Pouvez-vous définir cette notion, en précisant tous les éléments qui nous intéressent et, notamment, le bouquet idéal ? Vous êtes effectivement un homme de l’art énergétique. Vous étiez dans le gaz. Vous intervenez désormais dans l’électricité. Je souhaiterais donc que, librement, vous puissiez nous donner votre bouquet idéal en signalant la part envisageable pour le nucléaire. Par ailleurs, vous effectuez une deuxième affirmation très juste : un effort considérable dans les infrastructures est nécessaire. Quelle sera la part des investissements en la matière par rapport à votre chiffre d’affaires ou à des objectifs comptables ? En dernier lieu, vous signalez qu’il faut encourager un modèle de croissance alliant compétitivité économique et développement durable. Quelle hypothèse de croissance économique privilégiez-vous dans les dix ans à venir ? La croissance a évidemment un impact sur l’activité économique, l’activité des ménages ou celle des entreprises. Je pense donc que vous établissez vos calculs sur une hypothèse de croissance qui peut nous intéresser dans le cadre de ce dossier.

M. Henri Revol – Nous avons bien compris que nous pouvions satisfaire techniquement aux lois de Kirchhoff sans beaucoup d’investissements. Mais, pourquoi le commissaire européen s’acharne-t-il à prétendre que nous ne respectons pas certaines dispositions communautaires en France ? Dans une interview du 17 janvier 2007, il estime que « l’ouverture des marchés reste incomplète en France. Pour l’électricité, en juillet 2006, les nouveaux entrants en concurrence à EDF ne fournissaient que 4,8 % des sites éligibles. Hors gros consommateurs, sur le segment des PME, la pénétration des nouveaux entrants est quasi nulle avec 0,6 % du marché. La pénétration étrangère est négligeable pour les petits et moyens consommateurs ». Cette situation provient-elle des réseaux ?

M. Jacques Valade – Vous avez signalé que l'énergie électrique n'est pas stockable et qu'il faut pouvoir fournir, en un instant, des quantités d'énergie supplémentaire. L'hydraulique apporte effectivement une réponse immédiate avec une énergie, non pas électrique, mais potentielle. Disposons-nous d'une réserve de puissance en la matière ? Des sites peuvent-ils encore être équipés ? Que peut-on dire de l'utilisation d'autres méthodes comme, par exemple, l'énergie des océans ? Des avancées scientifiques, voire technologiques, sont-elles imaginables à ce niveau ? Cette eau étant disponible en quantité considérable, cette voie ne présente-t-elle pas un élément de solution partielle ?

M. Gérard Longuet – Comment, de votre point de vue, peuvent évoluer les relations entre EDF et sa filiale RTE ?

M. Pierre Gadonneix – Je vais laisser mon collaborateur répondre sur la géothermie. Certaines opérations pilote sont effectivement en cours dans ce domaine. Elles sont importantes et intéressantes, en termes d'innovation et de recherche, mais leur contribution reste, aujourd'hui, très faible. D'une manière générale, nous consacrons à la recherche l'équivalent d'un million d'euros par jour. Avec ce montant, nous sommes, de loin, le groupe énergétique européen qui consacre le plus de moyens, en proportion, à la recherche et je n'ai pas du tout l'intention de lever le pied dans ce domaine. Celui-ci englobe l'amélioration des techniques existantes, leur performance, leur sécurité et leur coût ainsi que l'examen des pistes nouvelles qui peuvent être développées. Le secteur géothermique en fait, bien évidemment, partie.

Concernant Energies Nouvelles, j'avais l'intention de citer cette structure, mais je ne voulais pas être trop long dans mon exposé introductif. Cette question me permet de répondre partiellement à Nicole Bricq. Pour moi, EDF est effectivement l'entreprise la mieux placée pour mettre en œuvre cette politique car elle détient tous les atouts. Face au double défi relatif à la sécurité de l'approvisionnement et à la baisse des émissions de CO₂, certains sujets sont consensuels au niveau mondial. Il s'agit, par exemple, des économies d'énergie. Tout le monde est d'accord sur ce point qui soulève, néanmoins, une question de coût puisqu'il faut investir dans des moyens permettant de réduire la facture. Ainsi, l'isolation demande des investissements, mais, parmi les différents moyens évoqués, c'est certainement celui qui est le plus proche de l'équilibre et, compte tenu du prix actuel de l'énergie, cette solution est rentable. EDF va donc adapter son offre pour encourager les économies d'énergie. Les énergies renouvelables représentent également un moyen consensuel à une échelle globale. En revanche, lorsqu'on commence à étudier le dossier dans le détail, ce consensus est nettement moins évident. L'énergie solaire serait pratiquement consensuelle. Dans ce domaine, nous investissons, au travers de notre filiale Ténésol qui fabrique des panneaux solaires, mais le coût de production de l'électricité est cinq à dix fois plus élevé que le prix de marché. En revanche, le solaire thermique est plus proche de l'équilibre. L'énergie géothermique est également assez consensuelle. Dans le domaine de l'éolien, tous les acteurs se déclareront en

accord sur ce point jusqu'à ce qu'on installe une éolienne dans leur jardin. Ceci met en avant des limites évidentes. D'ailleurs, ces limites sont également techniques. Ainsi, en Allemagne, l'éolien a constitué un phénomène aggravant dans l'incident du 4 novembre 2006. En effet, cette production n'est pas prévisible et n'est généralement pas disponible quand elle est nécessaire. Elle intervient donc sur le réseau de façon non programmée et ajoute à l'insécurité de celui-ci. Au-delà de 10 % d'éolien, nous estimons donc que les réseaux ne peuvent pas fonctionner de manière stable. Enfin, même si cette énergie renouvelable est la plus proche de la compétitivité, à l'exception de l'hydraulique sur lequel je reviendrai, nous arrivons encore à des prix supérieurs de 50 à 80 % aux prix du marché. Toutefois, l'éolien aura sa part et, la France étant un des pays les plus en retard en la matière, le pays présente des opportunités. En particulier, il dispose d'une bonne situation. EDF a donc décidé d'investir dans le domaine et développe cette activité dans le cadre de sa filiale Energies Nouvelles.

Mme Nicole Bricq – Ma question ne visait pas à vous faire décrire toutes les énergies possibles. Nous les connaissons. Mon interrogation était d'ordre quantitatif. Quel est le panier idéal, pour un pays comme la France, en partant de la proportion actuelle du nucléaire ?

M. Pierre Gadonneix – Je ne vais pas évoquer le panier idéal, mais celui que nous sommes en train de constituer. Nous avons prévu d'investir environ 3 milliards d'euros pour l'éolien, à travers notre filiale. Ceci nous permettra de contribuer à hauteur de 20 % à 25 % du marché français de l'éolien. Pour celui-ci, nous prévoyons un potentiel de 10 000 mégawatts, soit l'équivalent de 10 tranches de nucléaire. Il faut, cependant, noter qu'une éolienne ne fonctionne pas à 100 %, mais à environ 25 %. 1 000 mégawatts d'éolien correspondent donc à un tiers ou un quart de tranche nucléaire en moyenne.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Vous avez bien choisi vos sites puisque vous vous situez, en général, à 3 200 mégawatts.

M. Pierre Gadonneix – Parmi les autres aspects du bouquet, nous trouvons l'hydraulique. En France, il n'existe pratiquement plus de sites hydrauliques au fil de l'eau. Nous avons prévu un investissement pour renforcer les sites existants et améliorer le rendement. Nous pouvons également imaginer des sites de stockage, mais ils sont très coûteux.

M. Jacques Valade – Qu'en est-il de la vallée du Rhône ?

M. Philippe Huet, directeur de l'optimisation amont-aval et du trading à EDF – Le seul projet que nous développons, pour l'instant, concerne le renforcement d'une installation dans l'Isère. Nous étudions des projets conséquents dans les Pyrénées et dans les Alpes, mais ceux-ci sont très coûteux.

M. Jacques Valade – Vous considérez donc que la totalité de l'énergie hydraulique disponible est exploitée.

M. Pierre Gadonneix – Pratiquement. Mais, nous pouvons imaginer quelques sites de stockage et de pompage. Mais, le coût doit être justifié par l'écart du prix de l'électricité en pointe.

M. Jacques Valade – Et que pouvez-vous dire sur l'énergie des marées ?

M. Pierre Gadonneix – Nous suivons ce domaine en recherche. Nous travaillons, par exemple, sur un dispositif d'éoliennes sous-marines afin d'utiliser les marées ou les courants marins. Quelques expériences sont en cours. Les Anglais travaillent également sur ce sujet.

Par ailleurs, en ce qui concerne la politique européenne, j'estime qu'il serait dans l'intérêt de l'Europe et conforme à la politique française de tenir compte des situations très diverses des pays, plutôt que de fixer des quotas par type d'énergie. Certains pays, comme la France, possèdent un pourcentage important de nucléaire. D'autres, comme l'Allemagne, font reposer leur dispositif très lourdement sur le charbon. L'Angleterre travaille essentiellement avec le gaz et voit ses ressources disparaître à une échéance assez proche. Le panier idéal n'est donc probablement pas le même pour tout le monde et il est normal que tous les pays ne fassent pas la même chose dans le cadre de la politique européenne. En revanche, ils doivent tous aller dans la même direction sur un certain nombre d'objectifs. Il faut investir pour développer les capacités de production et encourager tous les dispositifs qui n'émettent pas de CO₂. En particulier, il faut considérer de la même manière les énergies renouvelables, l'hydraulique et le nucléaire. Or, ce n'est pas le cas au niveau européen, comme au niveau mondial. A cette échelle particulière, comme vous le savez, lorsque vous développez un projet qui n'émet pas de CO₂, vous avez droit à des permis d'émission. Le paradoxe repose sur le fait que le grand hydraulique et le nucléaire n'ont pas accès à ce dispositif. C'est totalement absurde. Avec la prise de conscience survenue au niveau des émissions, ceci devrait néanmoins évoluer.

Je suis donc favorable à l'établissement d'objectifs globaux. Il faut pénaliser les systèmes qui produisent du CO₂ et, à ce titre, établir un coût du CO₂. Ce coût doit être, à terme, identique pour tous, mais il faut avoir conscience que les situations de départ sont très différentes et que ceci ne peut constituer qu'un objectif à terme.

Pour la capture du CO₂, je m'attends à ce que ce domaine fasse l'objet du plus grand nombre de recherches dans le monde pour les années à venir. Il est effectivement incontournable. Les réserves de charbon représentent actuellement deux siècles et certains pays, comme la Chine ou l'Inde, font reposer la totalité de leur développement sur cette énergie. Ils nous rappellent, d'ailleurs, que nous sommes responsables du CO₂ actuellement dans l'air et qu'avant qu'ils aient atteint les mêmes niveaux d'émissions que les nôtres, nous pouvons les laisser faire. Nous savons capturer le CO₂, mais ceci pose un problème de coût en termes d'extraction, de stockage et de transport du gaz. Donc, nous sommes convaincus qu'aucun développement compétitif et

opérationnel ne verra le jour avant 2025 ou 2030. D'ici à cette échéance, le charbon continuera à être utilisé comme avant, donc à engendrer des émissions de CO₂. Mais, nous nous intéressons, bien évidemment, au sujet.

Par ailleurs, le paquet énergie présenté par la Commission européenne le 10 janvier dernier n'est globalement pas mauvais. Il poursuit quatre objectifs. Il faut investir plus. Il faut faire plus d'Europe, donc favoriser les interconnexions. Il faut augmenter la concurrence. Enfin, il faut émettre moins de CO₂. Présentés de cette manière, on ne peut qu'être d'accord avec ces quatre objectifs. Traditionnellement, la direction générale de la concurrence joue un rôle important dans les processus de décisions de la Commission européenne, et les autres directions, y compris celle de l'énergie, sont obligées de tenir compte de ce fait dans leurs propres stratégies. J'ai assisté récemment à une réunion d'industriels, présidée par M. Piebalgs et regroupant tous les patrons des sociétés d'électricité d'Europe. A l'exception d'un, tous ont reconnu que la question de « l'unbundling » n'avait rien à voir avec les sujets que je viens d'évoquer. Les problèmes sont surtout liés à la concurrence. Le sujet repose effectivement sur l'existence d'un régulateur fort et d'une régulation dont les principes sont harmonisés au niveau européen. Or, la France est considérée comme une référence, à Bruxelles, dans ce domaine. Sur la question précise de la relation entre EDF et RTE, je pense donc que le dispositif fonctionne. M. Piebalgs a même indiqué que, si tout le monde avait le même modèle que la France, il ne serait pas nécessaire de faire de « l'unbundling ». La voie du compromis au niveau européen est donc, peut-être, celle-ci, mais elle passe par une régulation plus forte.

Par ailleurs, la Commission européenne nous reproche principalement notre système de tarifs administrés. Elle estime que tant que ces tarifs existent, la concurrence ne peut pas jouer. A titre personnel, j'estime que passer d'un système administré, avec des prix fixés par l'Etat en monopole national, à un système de concurrence dans lequel les prix sont fixés par la confrontation de l'offre et de la demande au niveau européen demande forcément du temps. Si la France est considéré comme une référence au niveau de « l'unbundling », l'Angleterre en est une en matière de mise en place d'une véritable concurrence. Or, même dans ce pays, l'évolution a demandé dix ans. Pendant cette période, un marché et des prix administrés ont cohabité. Je peux donc vous dire que la situation d'EDF n'est pas facile puisque nous sommes pris entre le marteau et l'enclume. Bruxelles nous reproche des prix trop bas et l'opinion publique des prix trop élevés. Nous essayons de trouver la bonne formule dans ce contexte. Nous devons vivre avec ces deux systèmes et, compte tenu de la complexité de ceux-ci, nous allons enregistrer des contentieux, ce qui va développer l'activité d'un certain nombre d'intermédiaires. Mais, j'insiste sur le fait que cette situation est inévitable.

Enfin, je veux vous répondre sur la question de l'investissement. En effet, l'électricité n'est pas gratuite car nous investissons. Pour la France, nous allons engager 16 milliards d'euros sur la période courant de 2007 à 2009 alors que nous avons investi 8,8 milliards d'euros sur la période allant de

2003 à 2005. L'entreprise a donc complètement changé de positionnement et d'équilibre économique. Elle a doublé son volume d'investissement et c'est dans la production que ses efforts sont les plus importants. L'investissement passe de 1,5 milliard d'euros pendant la première période mentionnée à 7,2 milliards d'euros. L'effort le plus conséquent est donc réalisé dans ce domaine et nous construisons l'équivalent, en puissance, d'une tranche nucléaire par an. Dans les cinq ans à venir, nous allons donc construire 5 000 mégawatts, dont deux tiers en thermique et éolien et un tiers en nucléaire. Par ailleurs, les investissements dans le secteur de la distribution augmentent de 30 % et ceux dans le transport d'un peu plus de 40 %. Au cours de la période, le cash-flow disponible sur la France est négatif, ce qui signifie que nous investissons à un niveau supérieur à notre cash-flow. Ce phénomène est complètement nouveau, même s'il était temps de procéder à ces évolutions. Nous finançons celles-ci par l'augmentation de capital, la poursuite des cessions d'actifs et la performance, soit le rapport entre les coûts et les prix.

Mme Nicole Bricq – Vous allez donc privilégier ces éléments par rapport à d'éventuelles acquisitions.

M. Pierre Gadonneix – Je ne voudrais pas que vous me fassiez dire ce que je ne veux pas dire. Je viens d'indiquer que nous mettons les moyens pour répondre aux besoins d'investissement en France et je signale qu'EDF a retrouvé, au cours des deux dernières années, des marges financières dont l'entreprise ne bénéficiait pas par le passé. Il y a deux ans encore, les banquiers se préoccupaient de savoir si elle pourrait payer ses échéances. Aujourd'hui, ils la sollicitent pour participer à des opérations industrielles. Encore hier, nous avons été obligés de publier un communiqué pour démentir que nous allions lancer une OPA sur Iberdrola. Une rumeur s'était répandue sur le marché parisien dans ce sens. Je la démens formellement mais, effectivement, nous avons retrouvé des marges financières qui nous permettraient de mener de telles opérations. Je ne prétends pas, pour autant, que nous n'effectuerons pas de développement international. Nous le ferons à trois conditions. D'une part, l'opération doit être rentable. EDF doit prendre de la valeur à travers l'acquisition et je rappelle, à ce titre, que la structure appartient, à 87 %, à l'Etat et au contribuable français et que sa valeur a augmenté de 40 milliards d'euros en un an. Nous ne paierons donc pas n'importe quel prix. Par exemple, E.ON fait actuellement une offre pour Endesa à un prix deux fois supérieur à son offre initiale. D'autre part, l'opération doit s'intégrer dans la stratégie d'EDF. Elle doit donc être géographiquement proche de nous. Enfin, nous devons être bienvenus, politiquement, dans le pays où nous investissons puisque nous travaillons dans un domaine où l'Etat aura toujours son mot à dire.

Je suis obligé de partir, mais je vous laisse avec Philippe Huet, qui connaît bien mieux que moi les problèmes de sécurité d'approvisionnement, et Michel Francony qui a la tutelle de la distribution et préside le conseil de surveillance de RTE.

M. Bruno Sido, président – Nous vous remercions, M. le président, et vous souhaitons un bon voyage. Nous allons continuer notre débat avec vos collaborateurs.

M. Michel Esneu – De manière générale, les populations ont un sentiment de sécurité quant à l’approvisionnement en électricité, y compris en Bretagne. Cette sensation tient, quand même, au nucléaire. Or, votre président a indiqué, à l’instant, que l’opinion publique constituait un des obstacles majeurs au développement de cette énergie. La sécurité de l’approvisionnement en uranium ne constitue-t-elle pas également un autre problème ? Comment gérez-vous le risque de dépendance quand on sait que des embargos peuvent être décidés en période de crise ?

M. René Beaumont – Je souhaite vous poser deux questions très différentes. J’ai du mal à comprendre comment vous réglez la production française. Pierre Gadonneix a précisé que nous achetons de l’électricité en période de pointe et que nous en vendons en régime courant. Or, j’ai l’impression que tous les pays européens se trouvent en pointe simultanément. Comment peut-on, dans ce cas, s’approvisionner ? Une autre question a été largement abordée, même si elle n’a pas directement de lien avec la sécurité de l’approvisionnement. Il s’agit du sujet concernant les tarifs régulés et non régulés. Un consortium s’est constitué, sans doute à votre initiative, autour des très grosses entreprises électro-intensives. Selon un courrier du ministre de l’industrie que je viens de recevoir, un système vient d’être mis en place pour permettre à tous les acteurs qui ont fait le choix de la concurrence de revenir au système régulé pendant, au moins, deux ans. Ces dispositions concerneraient de nombreuses entreprises et, en particulier, toutes les entreprises dont l’activité est relativement électro-intensive.

M. Bruno Sido, président – Pour compléter cette question, il semble que le mégawatt se négocie, en France, plus cher qu’en Allemagne. Cette information est-elle exacte ? Comment gère-t-on cette contradiction puisque notre mégawatt nucléaire est moins cher que les autres ?

M. Jean-Paul Amoudry – Les glaciers reculent. La ressource en eau en montagne tend donc à diminuer. Cette nouvelle donne est-elle prise en compte par EDF ? Anticipez-vous sur ce sujet ? Lui accordez-vous une activité de recherche ? Quels sont les éventuels impacts sur l’avenir de la production ? Par ailleurs, concernant l’investissement dans les réseaux, votre Président annonçait une augmentation de 6 % par an en 2006 et en 2007. Celle-ci est-elle linéaire ? Si oui, les taux d’augmentation, dans le domaine de la distribution, sont-ils analogues entre les régimes urbains et ruraux ? Un effort particulier sera-t-il fait sur la partie rurale ?

M. Philippe Huet, directeur de l’optimisation amont-aval et du trading à EDF – En ce qui concerne la sécurité d’approvisionnement en combustible nucléaire, EDF a mis en place, depuis longtemps, une politique d’approvisionnement par contrat à très long terme, en sachant que les principaux pays producteurs de ce combustible ne peuvent pas être

immédiatement qualifiés d'instables. Il s'agit du Canada, de l'Australie ou de l'Afrique du Sud qui, a priori, nous mettent à l'abri de surprises politiques. Cette politique de contrat indexé à très long terme est couplée à une politique de stockage qui couvre, en moyenne, entre 2,5 ans et 3 ans de nos besoins. En termes de quantité, je n'ai pas les chiffres immédiatement en tête, mais nous pouvons vous apporter une réponse plus documentée sur la question si vous le souhaitez.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Votre rapport évoque 8 000 tonnes.

M. Bruno Sido, président – C'est peu.

M. Philippe Huet – Effectivement.

M. Michel Francony, directeur général adjoint chargé du secteur régulé à EDF – Il faut savoir, M. le Président, que, si l'énergie nucléaire demande des infrastructures extrêmement lourdes alors que les autres formes d'énergie sont plus accessibles, un petit morceau de minerai d'uranium peut vous permettre d'alimenter une ville pendant pratiquement un an.

M. Philippe Huet, directeur de l'optimisation amont-aval et du trading à EDF – Par ailleurs, concernant les approvisionnements à la pointe, je souhaite vous apporter quelques éléments de contexte. Effectivement, la pointe en Europe n'est pas équivalente selon les pays. L'Allemagne enregistre une pointe de consommation en décembre alors que celle-ci survient durant l'été, pour l'Italie et l'Espagne, et en janvier, pour la France. L'Angleterre, quant à elle, connaît assez peu de pointes électriques car l'essentiel de son chauffage est assuré par le gaz. Il existe donc des possibilités d'échanges rentables entre les pays et les interconnexions nous apportent ce confort. De plus, la plus grande partie des échanges aux frontières s'explique par des échanges de mégawattheures entre producteurs. En effet, à un moment donné, un acteur va disposer d'un moyen de production plus compétitif que celui de son voisin. La bonne gestion visant à minimiser les coûts pourra donc parfois consister à ne pas produire avec un moyen dont on dispose et à acheter à un autre. L'ouverture du marché a, bien évidemment, favorisé ces échanges à l'échelle européenne. Ceux-ci représentent plutôt un signe de bonne vie et de bonne gestion de l'ensemble des producteurs électriques.

Pour les tarifs, comme l'a indiqué le président, nous vivons dans une sorte de contradiction entre une Commission européenne qui nous reproche des tarifs bloquant le jeu concurrentiel et un consommateur qui légitimement s'émeut de l'augmentation potentielle de sa facture. Dans ce cadre, nous avons trouvé, avec les grands industriels, un schéma que nous estimons gagnant-gagnant. En effet, certains industriels sont prêts à s'engager sur une durée longue, mais ils souhaitent une visibilité sur les prix et les volumes d'approvisionnement. Or, EDF, en tant que producteur, dispose justement d'un parc nucléaire qui lui permet de répondre à cette demande. Moyennant un partage de risques raisonnables, nous avons donc pu trouver un mécanisme de contractualisation qui satisfait tous les acteurs. Concrètement, ces

engagements portent sur des durées allant de 15 à 24 ans et des volumes atteignant un maximum, à l'horizon de 2012, de 18 térawattheures, ce qui est considérable. Ceci implique évidemment des investissements initiaux très importants. Le Gouvernement et le Parlement ont également jugé souhaitable de mettre en place un dispositif transitoire qui permet aux clients, notamment industriels, qui avaient choisi d'aller tester le secteur concurrentiel de revenir à un système tarifaire. Ce tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TRTAM) sera applicable aux contrats de fourniture pour toutes les entreprises qui se seront déclarées avant le 1er juillet 2007. Il a été différencié selon le type de clients. Il représente une augmentation de 23 % pour ceux qui se situaient, auparavant, au tarif vert et une augmentation moindre pour les tarifs jaune et bleu. On obtient ainsi un niveau de tarif qui se situe approximativement entre les actuels tarifs administrés et les prix de marché. Le dispositif est transitoire. Il s'applique pour deux ans et un rendez-vous est prévu, à cette échéance, pour examiner la mise en œuvre de ce tarif et son impact sur le marché français. Celui-ci s'accompagne également d'un dispositif de compensation pour ceux des fournisseurs, en France, qui peuvent démontrer que leurs coûts d'approvisionnement sont supérieurs au tarif fixé. Ces structures seront alors éligibles à une compensation qui sera plafonnée selon des index, actuellement en cours de définition, et dont les principaux contributeurs seront EDF, la CNR et la compensation des charges du service public de l'électricité (CSPE), mise à contribution dans la limite de son budget maximal. Ces règles correspondent aux dispositions de la loi relative au secteur de l'énergie du 7 décembre 2006.

Concernant la comparaison des prix français et allemands, le marché a retrouvé, depuis six mois, un ordre qui correspond à peu près à la rationalité économique. Les prix français sont donc assez nettement inférieurs aux prix allemands. Le marché reflète bien, aujourd'hui, le poids prédominant du nucléaire en France, avec des à-coups donnés selon la disponibilité de l'éolien en Allemagne. En effet, en période de très grands vents, les pointes de production peuvent monter jusqu'à 20 000 mégawatts. Cette énergie n'est pas gratuite dans le moyen qui l'a produite, mais, quand elle est disponible, nous la prenons. Elle peut donc occasionnellement engendrer des renversements de prix.

Par ailleurs, le sujet de l'hydraulique nous tient évidemment très à cœur. Nous surveillons, avec un peu d'angoisse, le niveau des réserves et nous disposons d'un système complet de mesures, notamment de l'épaisseur du manteau neigeux, pour pouvoir anticiper la reconstitution des réserves au printemps. Aujourd'hui, certains pays, comme la Suisse, commencent à s'inquiéter du phénomène de recul des glaciers. Mais, pour l'instant, nous n'avons pas encore suffisamment d'éléments pour conclure à des mouvements structurels au niveau de l'approvisionnement de nos réservoirs montagneux. Nous suivons également le niveau des nappes phréatiques avec ce que les experts appellent les bassins à mémoire longue ou mémoire courte. Nous venons, par exemple, de sortir d'une période de presque quatre ans de

sécheresse relative. Nos moyens hydrauliques au fil de l'eau ont été considérablement amputés, mais nous revenons vers une situation plus normale. En tout état de cause, ce sujet constitue bien un souci majeur et nous suivons les travaux des experts et les prévisions des météorologues, en lien avec nos services de recherche, afin d'anticiper les évolutions structurelles au mieux. A ce jour, nous n'avons pas décelé de phénomène structurel perceptible.

M Michel Francony, directeur général adjoint chargé du secteur régulé à EDF – Pour le réseau, l'engagement, pris par le Groupe EDF, sur un taux de croissance de 6 % par an ne concerne que le réseau de distribution dont la gestion a été concédée à EDF. Cette croissance correspond à un montant d'environ 100 millions d'euros. Le dispositif poursuit trois finalités : la sécurisation du réseau face aux aléas climatiques de toute nature, la sécurité des personnes et l'environnement. L'enfouissement d'une ligne aérienne vétuste permet ainsi de répondre à ces trois objectifs simultanément. Par ailleurs, l'effort réalisé par EDF, en amont, sur le réseau de moyenne tension sera accompagné par un effort de même nature sur le réseau de basse tension et, notamment, les faibles sections qui, dans certains endroits, sont responsables de coupures de longue durée. EDF a bien l'intention, au-delà des engagements du contrat de service public portant sur 2007, de poursuivre cette croissance sur 2008 et 2009 tant les événements récents ont démontré que le réseau en avait besoin. Comme l'indiquait précédemment le président, la structure financière d'EDF permet de considérer que la rémunération à 7,25 %, proposée par le régulateur, de l'investissement sur le réseau et le transport constitue, pour un groupe comme le nôtre, une incitation suffisante. La réponse que nous apportons est claire sur ce point, avec une croissance des investissements, sur le transport, de 44 % en trois ans et une croissance régulière de 6 % par an pour la distribution.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Je souhaite juste exprimer une considération sur cette intervention. Vous ne pourrez pas, à terme, continuer de payer aussi mal votre capital. Vos actionnaires, aussi bien l'Etat que la bourse, vont finir par vous demander des dividendes différents.

M. Michel Francony – Elia, le transporteur belge, est introduit en bourse. C'est l'entreprise énergétique qui a le multiple le plus élevé et ce produit attire beaucoup les fonds de pension. Il existe bien un marché pour une rémunération sans risque à 7 %.

M. Bruno Sido, président – Nous vous remercions d'avoir répondu à nos questions.

SUEZ
28 mars

Gérard Mestrallet, président-directeur général

M. Bruno Sido, président – Nous accueillons maintenant M. Gérard Mestrallet, président-directeur général de Suez, que nous remercions d'avoir accepté de venir devant cette mission commune d'information. Cette dernière a pour objectif d'aborder la question de la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, suite à l'accident du mois de novembre 2006. Nous aimerions avoir votre sentiment sur cette question.

M. Gérard Mestrallet, président-directeur général de Suez – Je suis très heureux d'avoir l'occasion de m'exprimer devant vous. Je vous remercie de nous avoir conviés et de nous donner l'occasion de nous exprimer sur la question centrale de l'approvisionnement électrique de la France.

Je souhaiterais faire un petit rappel car Suez n'est, à mon avis, pas encore assez connu. En ce qui concerne l'énergie, nous disposons d'un parc en Belgique. Nous avons aujourd'hui, en exploitation et en construction dans le monde, 60 000 mégawatts (MW), dont 32 000 en Europe et 13 000 en Belgique, ce qui situe le groupe Suez au deuxième rang de producteur mondial, derrière EDF mais devant E.ON. Nous sommes également présents aux Etats-Unis, au Brésil, au Chili, au Pérou, au Moyen-Orient et en Thaïlande. Au Moyen-Orient, en cinq ans, non pas par acquisition mais par construction, nous avons mis en place des turbines à gaz qui représentent cinq centrales nucléaires ; nous sommes donc le premier développeur électrique dans cette région du monde. Aussi notre particularité réside-t-elle dans notre présence en France, en Europe, mais également dans le reste du monde.

Dans ce domaine, nous disposons du premier parc au monde de turbines à gaz, mais nous sommes également présents dans le nucléaire, en Belgique et en France, avec la propriété virtuelle de deux tranches, l'une à Chooz, l'autre à Tricastin. Nous présentons également la caractéristique de disposer d'hydraulique en quantité significative, en France mais aussi au Brésil, où nous sommes le premier producteur privé d'électricité hydraulique. Nous disposons d'hydraulique au fil de l'eau, d'hydraulique de pointe mais également du pompage, qui peut s'avérer très utile pour la sécurité d'approvisionnement.

A côté de l'électricité, nous sommes également un acteur important dans le gaz et le gaz naturel liquéfié. C'est l'une des raisons qui justifient le projet de rapprochement avec Gaz de France (GDF) : par l'alliance des deux entités, notre groupe serait le leader mondial dans le gaz liquéfié.

Enfin, le service énergétique et la réduction de consommation énergétique doivent être une composante essentielle de toute sécurité de l'approvisionnement électrique. Le kilowattheure économisé est à la fois le

moins cher, celui qui pollue le moins et celui qui ne risque pas d'être impliqué au moment des pointes. Nous avons créé une activité de service énergétique, avec des entreprises, comme Elyo, regroupées dans une de nos quatre branches, qui compte 65 000 personnes.

L'activité électrique de Suez en France est incarnée par la Compagnie nationale du Rhône (CNR), qui représente dix-sept barrages sur le Rhône, depuis le lac de Genève jusqu'à la Méditerranée, et la Société hydro-électrique du Midi (SHEM), qui compte quarante-neuf ouvrages dans les Pyrénées et le Massif central : il s'agit de réservoirs qui peuvent se révéler très utiles pour la pointe puisque l'électricité ne peut être stockée virtuellement que sous forme d'eau ou de gaz. Le gaz peut se stocker soit dans des stockages souterrains, soit dans des cuves, soit sous forme de liquide dans les bateaux, ou encore dans des fûts. Pouvoir stocker du gaz est un facteur utile pour la sécurité de l'approvisionnement électrique. Au total, nous disposons de 7 % de la puissance installée en France.

Grâce au graphique qui vous est présenté et qui correspond à l'un des schémas de la demande, nous constatons qu'il existe des besoins importants d'électricité en France, en Allemagne et au Benelux. Deux périodes critiques sont à prévoir : l'une à l'horizon 2010, pour laquelle les cycles combinés nous paraissent les plus indiqués pour répondre à une demande accrue ; la seconde à partir de 2015, avec des besoins en base supplémentaires qui nécessitent, nous semble-t-il, deux réacteurs pressurisés européens. En Europe, l'une des faiblesses actuelle du système énergétique est constituée par le besoin d'investissement, qui représente la somme de 1 000 milliards d'euros d'ici à 2030 : 800 milliards dans les capacités de production et 200 milliards dans les réseaux, c'est-à-dire les lignes à haute tension. Il faut investir dans les capacités d'interconnexion, car les marchés électriques sont en effet, à l'heure actuelle, insuffisamment intégrés. La plaque électrique européenne fonctionne de mieux en mieux, parce que l'interconnexion a été doublée, mais ce n'est pas encore suffisant. Cet ensemble va cependant être rapidement intégré. Des bourses de plus en plus connectées les unes aux autres sont apparues, comme Powernext en France et APX en Hollande. En revanche, l'Espagne, l'Italie et les pays de l'Est ne sont pas encore assez intégrés. En outre, le transport électrique connaît des points de congestion : le réseau comporte encore beaucoup de points connaissant une saturation de plus de 75 %, voire une saturation permanente.

La préservation de la sécurité d'approvisionnement est indispensable à l'Europe. Que faut-il faire ? Une meilleure intégration des réseaux et la coordination des gestionnaires peuvent apporter une réponse. Nous sommes partisans d'un schéma européen en matière de transport électrique : ce schéma nécessitera ensuite d'être bien géré, intégré dans sa gestion. Les différents gestionnaires de réseaux devront être coordonnés. A cela s'ajoute la nécessité d'une anticipation suffisante des besoins d'investissement. Il importe de ne pas adopter une vision uniquement nationale dans un environnement qui s'interconnecte.

Il faut également assurer la disponibilité des moyens de pointe. La France, avec son parc nucléaire, est essentiellement dotée de capacités de génération de base. Il s'agira donc de construire des unités de pointe. A moyen et long terme, les acteurs doivent être incités par un cadre suffisamment lisible à prendre des décisions d'investissement, compte tenu des délais très longs qui existent entre le moment de la prise de décision et le moment de la production d'électricité. Nous sommes également partisans d'une intégration et d'une coordination des réseaux à l'échelle européenne. Chaque pays semble s'être doté de structures à sa mesure, de codes de la route électriques propres. Ainsi, en Belgique, nous trouvons quatre régulateurs, un régulateur fédéral et trois régulateurs régionaux. Il est essentiel qu'existe une meilleure coordination des réseaux, et il faut un régulateur européen, que nous demandons depuis plusieurs années, doté de véritables pouvoirs contraignants. Nous ne voulons pas supprimer immédiatement les régulateurs nationaux, mais nous demandons qu'existe, pour régler les questions bilatérales, un régulateur doté de pouvoirs pour les aspects transfrontaliers. Il faut non seulement harmoniser les régulateurs nationaux, mais également placer au-dessus d'eux une autorité de régulation directement compétente pour les problèmes d'interconnexion.

Nous savons qu'il est difficile de parler de lignes à haute tension : personne n'en veut chez soi ! Et quand deux pays se trouvent concernés, le problème devient trois fois plus compliqué. Ne faudrait-il pas qu'existent, pour de grandes infrastructures intégrées d'intérêt supérieur européen, des procédures de déclaration d'utilité publique européenne qui permettraient d'être certain d'aboutir au résultat escompté ? Nous ne sommes d'ailleurs pas complètement démunis en France : les décisions locales ou politiques n'ont pas le pouvoir de s'opposer à une déclaration d'utilité publique d'intérêt national, ce qui est la force de la législation française en la matière. A l'inverse, aux Etats-Unis, pour les terminaux méthaniers, lorsque les autorités locales ne veulent pas délivrer d'autorisation, le projet n'aboutit pas et l'autorité fédérale ne dispose pas d'un pouvoir supérieur. Dans un contexte de marché communautaire, il faut mettre en cohérence le cadre institutionnel dans lequel il s'inscrit.

S'agissant des besoins d'investissement, les cycles sont très longs. Même s'il ne faut que deux ans pour construire un cycle combiné, il est nécessaire de disposer de plus de temps pour le préparer. Pour les centrales nucléaires, nous nous situons autour de dix ans. De plus, une décision d'investissement dans le nucléaire vaut pour un siècle : dix ans de construction, soixante ans d'exploitation puis vingt ou trente ans de démantèlement. Pour ce faire, les opérateurs ont besoin de visibilité. Il convient donc que l'Europe donne une sécurité supplémentaire au cadre juridique et financier qui peut être tracé. Il faut donner cette dimension européenne à la France. Il importe également d'être prudent dans ces domaines, où le coût de l'erreur est très désagréable et ses conséquences peuvent être extrêmement graves, ce qui motive, à juste titre, votre mission d'information.

En ce qui concerne la pointe, il faut bien évidemment améliorer ce qui se trouve déjà en place. Il existe en France des cogénérations, qui produisent de la vapeur pour les industriels et de l'électricité. Nous avons nous-mêmes à peu près 1 600 MW de capacité en cogénération, qui pourrait peut-être être mobilisée en soutien de la pointe. En outre, il faudrait développer de nouveaux moyens de pointe et, pour cela, supprimer les obstacles au développement de nouvelles stations hydroélectriques de transfert d'énergie par pompage (STEP). Le rapport Dambrine évalue à 2 000 MW le potentiel de ce type de capacités de génération.

Il faut également préserver un cadre favorable à l'investissement. Nous avons besoin de visibilité pour investir. La question difficile dans le contexte actuel est celle des signaux envoyés par le marché. Le prix de départ doit couvrir le coût de développement à long terme. Dans ce domaine, les systèmes mis en place dans quelques villes d'Europe, notamment en France, donnent des signaux contradictoires. Il faut lier l'évolution entre un système totalement régulé et un système concurrentiel. Cependant, cela ne peut être que transitoire. Sinon, une décision d'investissement nouvelle risque de ne pas être prise en temps utile. Il faut, pour les constructeurs, des signaux plus clairs et il faut, pour les consommateurs, que les signaux soient suffisamment transparents pour que ces consommateurs soient incités à faire les justes économies d'énergie. Il existe en outre une incertitude actuelle sur le coût du CO₂ qui ne facilite pas la décision industrielle. Nous devons disposer maintenant d'un cadre opératoire stabilisé et raisonnablement prévisible.

Voilà les quelques remarques que je voulais faire en introduction pour qu'une meilleure sécurité de l'approvisionnement électrique existe. Certaines mesures peuvent être prises à l'échelon national, mais une bonne partie des mesures doit l'être au niveau européen.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie pour cet exposé. Comme première question, je souhaiterais connaître les conséquences pour les Etats, en termes de sécurité d'approvisionnement en électricité, des regroupements entre énergéticiens constatés au niveau européen ?

M. Gérard Mestrallet – Ces regroupements sont assez naturels et n'affectent pas la sécurité de l'approvisionnement. A moyen et à long termes, nous avons besoin de beaucoup d'investissements pour assurer l'approvisionnement en électricité. Or, ces investissements ne sont pas réalisés par les Etats, mais par des entreprises privées. Il faut donc des acteurs de grande dimension qui puissent être à même de négocier avec les pays producteurs de gaz, que ce soit le Qatar, le Yémen, l'Algérie, la Russie ou l'Egypte. Ces grands acteurs sont seuls capables de négocier des quantités importantes sur de très longues périodes. Nous ne sommes donc pas du tout inquiets des conséquences en termes de sécurité de ces regroupements. D'ailleurs, l'union entre Suez et GDF a été pensée dans le sens d'une meilleure sécurité de l'approvisionnement en combinant les deux diversifications des sources d'approvisionnement gazeux : GDF s'approvisionne en Norvège, au Pays-Bas, en Russie, en Algérie et en Egypte

tandis que Suez le fait aux Pays Bas, en Norvège, en Algérie, au Qatar, au Yémen, à Trinidad-Tobago et au Nigeria. La combinaison des deux donne une large palette de sources d'approvisionnement. Aussi, si l'une des filières vient à être défaillante, nous pouvons activer les autres. Les concentrations ne créent donc pas de risque en termes de sécurité.

M. René Beaumont – Je vous remercie pour cet exposé clair et concis qui donne une bonne vision des faits en matière d'approvisionnement électrique européen. Vous avez parlé d'un schéma européen de transport électrique : un régulateur européen semble nécessaire, quand nous voyons le manque de coordination entre différents régulateurs dans certains pays. Cependant, nous n'avons pas senti, à la Commission européenne, une volonté très farouche de mettre en place un régulateur européen. Sur le plan de l'efficacité, votre proposition est la bonne. Sur le plan politique, elle paraît beaucoup plus difficile à mettre en œuvre.

Par ailleurs, en matière de besoins de pointe, qui sont essentiels à tout pays, vous avez souligné que le moyen le plus économique de traiter ce problème était l'hydraulique. Les possibilités rentables de l'hydraulique française sont-elles toutes exploitées ? Les Alpes centrales et orientales sont-elles aussi bien équipées que les Alpes occidentales ? N'existe-t-il pas des possibilités, des niches importantes en matière de pointe qu'il faudrait encourager ?

Enfin, la France bénéficie d'un régime de prix assez particulier lié au nucléaire, un régime très profitable. Nous sommes pour l'instant autorisés à avoir un tarif administré jusqu'en 2010. Comment pourrions-nous réguler des tarifs d'une électricité dont l'origine est aussi diverses que, par exemple, celle produite par le nucléaire et celle produite par des mauvais charbons à des prix beaucoup plus concurrentiels ? Ce système risque de freiner les investissements. Comment proposer un tarif compatible avec la concurrence et qui ne freine pas les investissements ?

M. Gérard Mestrallet – Ces questions sont très importantes. Un régulateur européen est politiquement possible, à condition de ne pas créer un régulateur unique qui supprimerait tous les régulateurs nationaux. La création d'une autorité européenne compétente représente une étape souhaitée par les opérateurs. Il existe un consensus pour dire que nous souhaitons un régulateur européen compétent pour les questions transfrontalières et pour améliorer les interconnexions.

Dans les activités électriques, il faut bien distinguer la conception même des deux directives, entre les activités dont les prix doivent être régulés, c'est-à-dire le transport électrique et la distribution, qui sont des monopoles naturels, et les activités de production et de vente qui ne doivent plus, à terme, être soumises à des tarifs. Le jeu de la concurrence le veut ainsi. Quand le premier segment a été libéralisé en Europe, nous avons assisté à une baisse des prix. Puis tous les facteurs de production ont été réunis pour que les prix augmentent. Vouloir contrer cette évolution, cette logique de marché, par le

maintien de prix administrés, est un moyen de décourager l'investissement. Le marché doit envoyer des signaux aussi bien aux producteurs, pour les amener à prendre la décision d'investir, qu'aux consommateurs, pour les conduire à faire des économies d'énergie, si les prix des combustibles fossiles sont amenés à augmenter. Il existe une coïncidence dans le temps entre trois facteurs : la libéralisation complète des marchés européens, la hausse brutale du prix du pétrole et du gaz et l'introduction des contraintes de Kyoto. A cela s'ajoute l'apparition très nette d'un déséquilibre entre l'offre et la demande, avec une insuffisante capacité de production en Europe. Il n'était donc pas anormal que les différents gouvernements protègent les consommateurs en lissant les transitions.

M. Bruno Sido, président – La CGPME nous faisait remarquer que le prix de l'électricité avait augmenté de 48 % en un an, d'avril 2005 à avril 2006. Comment comprendre cette hyper réaction du marché ?

M. Gérard Mestrallet – Le marché se calera toujours sur les coûts marginaux de la dernière unité à construire, c'est-à-dire sur des centrales au gaz. Or, comme le prix du gaz a beaucoup augmenté, les prix du marché en ont fait de même, jusqu'à 60 euros le mégawattheure (MWh). Mais ils sont aujourd'hui redescendus, à environ 48 euros le MWh. Les industriels qui ont contractés ferme sur un an ou deux ans pour se protéger contre les risques d'une nouvelle hausse constatent aujourd'hui une forte augmentation.

Nous aurions pu imaginer des systèmes cloisonnés pour chaque pays, où chacun décidait ce qui devait être construit chez lui et où se juxtaposaient des marchés nationaux non interdépendants. Cette vision a été abandonnée en Europe et a fait l'objet de plusieurs directives européennes qui s'imposent à tous les Etats membres. Aujourd'hui, aucun Etat membre ne peut sortir seul de ce système. Le sommet des chefs d'Etat qui vient de se tenir prépare une troisième directive qui ira dans le même sens.

Nous allons donc vers une solution de marché, aménagée certes. Sur le long terme, ce mécanisme donnera des capacités d'investissement nouvelles. Pour les consommateurs, ce chemin sera le plus efficace à moyen terme. Nous pouvons comprendre qu'il soit agaçant pour la France de se dire qu'elle a investi dans le nucléaire et qu'elle ne bénéficie pas des prix de celui-ci. Tout se passe comme si nos parents avaient fait l'effort d'épargner sur le plan électrique par la construction d'un parc nucléaire et qu'aujourd'hui, nous allions consommer sans faire le même effort pour nos enfants. Si nous vendons de l'électricité au coût de production du nucléaire, il n'y aura plus d'investissements dans les capacités de production. Donc, si nous voulons préparer l'avenir à moyen et à long termes, il faut faire en sorte que les prix administrés tendent vers le prix de marché. Toute autre solution serait, à mes yeux, dangereuse.

En ce qui concerne la pointe, il existe encore un potentiel hydraulique, qui n'est certes pas inépuisable dans la mesure où la France a été bien exploitée. Nous pouvons cependant envisager une augmentation de 10 %

de la capacité hydraulique en France. Les STEP représentent un potentiel de 2 000 MW : le réservoir haut se remplit pendant la nuit, quand les capacités en base sont au plus bas, et est ouvert au moment de la pointe. Il existe des stations de transfert de ce type en France et en Belgique. Elles sont très adaptées à la France, qui présente un excès de production en base.

M. Marcel Deneux, rapporteur – En premier lieu, comment envisagez-vous le renouvellement des concessions hydrauliques en France ? Par ailleurs, quelle est la compétitivité du territoire français ? Les contraintes environnementales de Kyoto et de Göteborg sont-elles différentes d'un pays à l'autre et sont-elles une vraie contrainte pour vous ?

M. Gérard Mestrallet – En France, les concessions sont étagées dans le temps. Il faut nous préparer à être candidat là où nos concessions vont arriver à expiration, mais aussi là où celles d'EDF vont parvenir à expiration. Parfois, des concessions EDF et CNR se juxtaposent sur une même rivière : ce système pourrait être optimisé s'il existait des concessions intégrées donnant à un seul opérateur la possibilité de bien gérer les ouvertures de barrage. Cette question reste entière. Nous sommes en tous les cas disposés à construire de nouveaux barrages.

S'agissant de la compétitivité du territoire français et des contraintes environnementales, beaucoup de groupes étudient des projets d'investissement. Par exemple, Suez envisage un cycle combiné à Fos-sur-Mer, 500 MW d'éolien supplémentaire à l'horizon 2012 et des projets hydrauliques avec 40 MW à l'horizon 2013. Nous faisons l'hypothèse que les tarifs de retour ne resteront pas aussi néfastes qu'aujourd'hui, dans la mesure où le Parlement a décidé qu'ils ne seraient que transitoires.

L'environnement est un facteur important mais force est de constater que le régime des certificats d'émission de CO₂ présentait des failles jusqu'à aujourd'hui, que le nouveau régime ne devra pas perpétuer. Il existe en effet des déséquilibres criants en Europe, comme l'allocation gratuite de permis d'émission. L'Allemagne qui, grâce à l'Allemagne de l'Est, avait fermé beaucoup d'usines et rejetait beaucoup moins de CO₂, disposait de beaucoup de permis. Elle pouvait donc distribuer gratuitement des permis d'émission, y compris à des usines à charbon. Si nous avions voulu disposer de 1 000 MW supplémentaires, en construisant une usine à charbon en Allemagne, à la frontière française ou belge, nous aurions eu des permis d'émission gratuits, alors que nous savons que le charbon pollue, tandis qu'une centrale au gaz montée en France, qui aurait pollué deux fois moins, aurait été pénalisée et aurait dû acheter des certificats d'émission ! Voilà le régime tel qu'il existait jusqu'à présent !

M. Jean-Baptiste Séjourné, directeur général des opérations d'Electrabel France – Sur ces questions, nous avons besoin de disposer de règles du jeu détaillées. Ainsi, l'affectation du coût de la réserve de nouveaux rentrants doit permettre de fixer des conditions d'investissement. Nous devons savoir comment cette réserve va évoluer entre les projets énergétiques et les

projets industriels. Pour un cycle combiné à gaz, par exemple, il nous faut savoir de quel nombre d'heures nous parlons.

Concernant le renouvellement des concessions hydrauliques, nous nous trouvons entre deux eaux. Si le volet législatif a été traité par la loi sur l'eau et la loi de finance rectificative, le dispositif réglementaire n'est en revanche non seulement pas encore publié, mais même pas à l'état de projet. Notre attente est que l'ensemble des règles du jeu soit préparé par l'administration et publié par le prochain gouvernement, de manière à ce que ce système puisse se mettre en place. Des questions importantes, comme le transfert du personnel du concessionnaire sortant dans le cas d'une reprise de la concession par un concurrent, doivent également être examinées. La CNR offre un modèle de réussite, dans la mesure où elle a accueilli 300 personnes d'EDF en devenant producteur de plein exercice. Nous espérons que ces questions importantes seront réglées avant la fin de l'année 2007.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Je souhaiterais revenir sur deux points. Une préoccupation importante se manifeste concernant les émissions de CO₂ et je voudrais savoir quelle est votre stratégie sur le nucléaire. Ensuite, j'aurais aimé revenir sur le débat entre prix régulés et prix libres : une interrogation forte se pose sur le choix entre un peu de régulation et un peu de marché.

M. Gérard Mestrallet – Nous considérons que le nucléaire - avec l'hydraulique, mais les capacités sont limitées - est la seule filière de production électrique qui donne, à très long terme, de la visibilité. En construisant une centrale nucléaire aujourd'hui, nous savons combien coûtera l'électricité, au coût de l'uranium près, dans cinquante ou soixante ans. En tant que producteur électrique, nous avons décidé de rechercher l'augmentation de nos capacités de génération électrique d'origine nucléaire, par des réacteurs nouveaux de troisième génération de type EPR. Cette orientation de principe nécessitera chez Suez des décisions concrètes vers 2008 ou 2009. Les besoins de notre parc de production se feront sentir entre 2015 et 2020, mais il faut anticiper dès aujourd'hui.

Suez se montre très attaché à la question de l'émission de CO₂. L'une des caractéristiques de notre parc est d'être très faiblement émetteur de CO₂ puisque nous avons beaucoup d'hydraulique et beaucoup de nucléaire, peu de charbon et beaucoup de gaz. Au sein de ce mélange énergétique, le nucléaire doit avoir toute sa place. Nous disposons encore d'un an ou deux pour évaluer toutes les possibilités, notamment en Belgique, mais il faudrait d'abord que ce pays revienne sur le moratoire nucléaire, ce qui pourrait être possible du fait de la hausse du coût des énergies et de la problématique du réchauffement climatique. Suez peut construire des centrales soit en s'associant avec d'autres producteurs, comme EDF, soit seul, en Belgique ou aux Pays-Bas, si le cadre réglementaire évolue. Dès lors qu'existeront des interconnexions, cette décision sera industriellement fondée. Nous avons amorcé le recrutement de 700 ingénieurs et techniciens, qui viennent s'ajouter aux 3 500 spécialistes de Suez. La particularité de notre groupe, partagée avec EDF en Europe, est en

effet de disposer non seulement d'un savoir-faire d'exploitation, mais également de l'engineering, c'est-à-dire de la possibilité d'apporter de la prestation de service nucléaire à des tiers. Certaines de nos filiales sont actives en Finlande et à Flamanville, comme sous-traitantes. L'idée serait de prendre de 15 à 20 % du capital de Flamanville afin de reprendre 15 à 20 % de l'électricité produite par la centrale et de la vendre sur le marché. La France a la chance de posséder le premier producteur de centrales nucléaires au monde qu'est Areva, et le premier exploitant qu'est EDF, mais également un second exploitant qu'est Suez et dont les centrales présentent les meilleurs taux d'efficacité au monde, ce qui est lié à son savoir-faire dans ce domaine. Nous recrutons aujourd'hui beaucoup pour que les jeunes diplômés soient mis au contact des anciens, qui ont constitué la génération précédente, avant qu'ils ne partent à la retraite.

J'ai délibérément forcé le trait dans mon propos sur la régulation. L'inspiration des directives que vous avez votées va malgré tout dans ce sens. La distribution doit être régulée, tandis que le reste doit rester libre. L'usage des infrastructures doit donc être orienté et régulé par la puissance publique, mais la production et la vente ressortent de la concurrence. La régulation ne peut pas consister à obliger les acteurs à vendre en dessous du prix de revient, d'autant que les générations à venir en supporteraient le prix. Ce système est donc acceptable et efficace pour l'Europe dans sa conception, à condition de ne pas seulement s'intéresser à la concurrence mais également aux infrastructures, à l'incitation à la construction de capacités et à la sécurité d'approvisionnement en gaz. En effet, le gaz prend une part croissante dans la production électrique et, si nous n'y prenons pas garde, nous aurons non seulement des problèmes pour nous chauffer, mais également des problèmes électriques car l'essentiel de la panne viendra du gaz.

M. Michel Billout, rapporteur – J'ai pu constater, au cours de nos différentes auditions, que les industriels se montraient les plus inquiets. Ainsi, le président de l'UNIDEN, représentant des industries électro-intensives, est venu nous dire qu'après avoir été un farouche partisan de la libéralisation du secteur de l'énergie, il se posait aujourd'hui beaucoup de questions. Il avait notamment relevé une augmentation du prix de gros de 111 % entre 2002 et 2005 et prédisait la disparition des industries électro-intensives en France et en Europe à court et moyen termes, observant que des baisses de consommation de ces industries avaient d'ailleurs pu être constatées depuis 2005. Dans les propositions qu'il faisait se trouvait exprimée la volonté de maintenir une sorte de tarif régulé. Il soulignait en outre que la France avait fait des choix historiques courageux en matière nucléaire et que les industriels français devaient bénéficier d'un retour sur investissement, et non être obligés de payer de l'énergie au prix fort, ce prix résultant peut-être de l'imprévision dont avaient fait preuve d'autres gouvernants en Europe. Il vantait dans le même temps le système de fixation des prix canadiens, sur lequel je n'ai pas eu le temps de me pencher mais qui semble tenir compte, localement, des décisions et investissements historiques de l'Etat. Qu'en pensez-vous ?

Par ailleurs, seconde question : la Commission européenne pousse aujourd'hui à imposer une séparation patrimoniale entre les activités de production et de transport. Le groupe Suez a-t-il lui-même rencontré des difficultés pour accéder au réseau électrique français ?

M. Bruno Sido, président – Comme nous ne disposons plus que de dix minutes, je vais demander à Nicole Bricq et à Ambroise Dupont de poser leurs questions. M. Mestrallet pourra ainsi faire une réponse d'ensemble.

Mme Nicole Bricq – Vous insistez beaucoup sur l'importance d'un cadre favorable à l'investissement. Il me semble que la réponse de précision que vous apportez est malgré tout incomplète dans la mesure où vous avez souligné, à plusieurs reprises, l'importance des prix. Je ne fais pas partie de ceux qui sont obtus dans cette affaire, je comprends tout à fait l'enjeu et je pense que la mesure de protection provisoire aura du mal à tenir. En revanche, nous ne pouvons pas nous contenter de cette réponse sur l'investissement, car les acteurs économiques du marché ont aussi un effort à fournir. Vous ne pouvez pas seulement demander au consommateur ou au contribuable d'assurer les coûts de cet investissement ; il faut également que les acteurs du marché, les entreprises, prennent leur part. Pourriez-vous nous préciser dans quelle mesure les acteurs économiques du marché contribuent à cet effort ? Il est important de faire des arbitrages en faveur des investissements.

Ma seconde question s'adresse au citoyen influent que vous êtes, notamment auprès des centres d'influence politiques, quel que soit l'enjeu énergétique. Que pensez-vous de la proposition faite par le président de l'Observatoire français des conjonctures économiques (OFCE), Jean-Paul Fitoussi, de faire avec l'énergie en Europe ce qui a été fait dans les années cinquante avec la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA) ?

M. Ambroise Dupont – En ce qui concerne votre calendrier d'investissement, vous nous avez dit qu'il vous fallait prendre vos dispositions en 2008-2009 pour être prêts en 2020. Quel est véritablement le calendrier politique qui vous permettra d'avancer, faute de quoi, vous nous l'avez dit, il ne restera qu'EDF ?

En second lieu, vous avez souligné que le Yémen était un de vos grands fournisseurs. Quelle est la part de ce pays pour votre entreprise et dans l'ensemble de la fourniture de gaz aussi bien d'EDF que de Suez ? Le nouveau port du golfe d'Aden est-il déjà en production ?

M. Gérard Mestrallet – Je souhaiterais répondre d'abord à M. Billout sur la question des industries électro-intensives. Nous sommes en contact permanent avec les plus gros consommateurs d'énergie, dont beaucoup se trouvent en Belgique. Les grands électro-intensifs belges sont nos clients et nous travaillons avec eux sur des formules de long terme. Nous pourrions leur garantir des tarifs fixes à long terme, à condition qu'eux-mêmes s'engagent à consommer une certaine quantité sur le long terme. Nous essayons de les faire participer à la construction d'infrastructures, y compris nucléaires, ce qui s'est

fait dans certains pays, où des entreprises se sont associées à des producteurs d'énergie électrique en tant que co-investisseurs. Ce système demeure cependant rare. Les grands industriels souffrent aujourd'hui du coût élevé de l'électricité. Mais à d'autres périodes, ils ont pu bénéficier d'une électricité peu coûteuse. Dans le système belge, qui est totalement privé, les prix de l'électricité pour les industriels étaient plus bas qu'en France. Les prix du gaz en Belgique ont été plus bas qu'en France pendant 80 % du temps des treize dernières années. Nous comprenons et partageons les préoccupations de nos clients. Il est en particulier essentiel, si nous voulons une industrie compétitive en Europe, qu'il existe une énergie compétitive. Pour cela, il faut qu'il y ait suffisamment de capacités de production compétitives. Et, pour ce faire, il faut inciter les opérateurs à investir. Si nous ne le faisons pas suffisamment, nous créons les conditions pour que, demain, des capacités de production de l'Europe soient insuffisantes. Le fait que les prix de marché soient élevés en France ne bénéficie qu'à EDF. Les Parlements ont fait le choix en Europe d'un système ouvert.

Cela dit, il existe un véritable problème avec les électro-intensifs et il faut trouver d'autres solutions. Nous avons signé des contrats à dix ans avec Total, qui est un électro-intensif. L'important est de bien gérer la transition. Nous ne pouvons pas, du jour au lendemain, mettre les très grands producteurs en situation de ne plus pouvoir équilibrer leurs comptes. Je ne connais pas le système de la régulation canadienne, mais nous pourrions regarder et vous transmettre des informations sur ce sujet.

Quant à la séparation patrimoniale, qui existe d'ailleurs déjà en Belgique parce que cela nous a été demandé par les différents régulateurs nationaux, il est inutile de la demander en France. Nous sommes un concurrent d'EDF et avons la nécessité d'utiliser les lignes à haute tension pour livrer l'électricité. Mais ce système marche bien et nous n'avons jamais eu à nous en plaindre. Fondamentalement, la Commission européenne pense que le fait qu'EDF soit propriétaire de RTE favorise EDF. Dans les faits, on voit que cette crainte n'est pas avérée. Deux conditions sont cependant requises pour que ce système fonctionne convenablement et que le gestionnaire du réseau ne soit pas tenté par les traitements préférentiels. Il existe d'abord une condition de gouvernance, c'est-à-dire que l'administration et la gestion du réseau soient vraiment autonomes et indépendantes. Par ailleurs, il faut un régulateur très fort, qui protège RTE en permanence contre des tentations qui pourraient venir d'EDF. Mais j'ai dit à Mme Kroes, à M. Barroso et à M. Piebalgs que nous ne demandons pas la séparation patrimoniale car ce n'est pas utile. En revanche, si nous voulons construire un marché efficace, il faut davantage se préoccuper des tarifs réglementés. Nous pouvons avoir un système dans lequel les réseaux restent une propriété d'EDF, de GDF ou même d'E.ON, mais si nous voulons que l'Union européenne soit ce que les pères de l'Europe ont voulu, c'est-à-dire un marché intégré, le marché unique de l'électricité et du gaz doit abandonner les tarifs réglementés.

Pour répondre à Mme Bricq, c'est nous, les entreprises, qui faisons

les investissements et qui prenons les risques. Nous ne demandons rien au contribuable, dans aucun cas de figure et dans aucun pays membre. EDF l'a fait avec la garantie de l'Etat, c'est-à-dire avec une très grande sécurité. Les sociétés belges ont emprunté sur leurs biens propres et les charges d'emprunt au moment de l'investissement sont considérables. Il s'agit d'un effort lourd mais qui s'avère intéressant à terme. Nous voulons investir : j'ai annoncé au moment des résultats de notre entreprise que, par rapport aux 10 milliards d'investissement que nous avons faits ces dix dernières années, nous allons en faire 15, soit 50 % de plus, sur les trois prochaines années, notamment dans la génération électrique, les terminaux méthaniers et les infrastructures d'électricité et de gaz. Et nous allons le financer sur nos ressources propres. Nous demandons simplement de la visibilité. Le marché a ses règles. Si nous investissons aujourd'hui dans le contexte du prix réglementé et que l'Etat décide de baisser unilatéralement les prix, nous aurons été trompés. Les règles du marché ne sont jamais parfaites. J'ai été le premier en Europe à dire à l'Union européenne qu'en se fondant uniquement sur la concurrence, elle se trompait. Depuis, les pannes, la crise de l'approvisionnement gazier des pays de l'Est, le coût du CO₂ et, surtout, le déséquilibre entre l'offre et la demande, ont prouvé que mes dires étaient justes. L'investisseur ne peut pas prendre à sa charge tout le risque et voir les rênes remises à un régulateur ou à un Etat, qui peuvent prendre des décisions d'ordre politique et non économique. Nous ne demandons aucune subvention à quiconque. Il faut lisser la période intermédiaire, qui peut aller de deux à cinq ans, mais il s'agit d'une décision politique qu'il ne me revient pas de fixer. Les décideurs politiques ne doivent pas décider une baisse des tarifs de l'électricité en utilisant l'acquis des générations précédentes, et pénaliser par là même les générations à venir.

Le socle figurant dans les traités européens concerne la concurrence. Or, cela n'apparaît pas suffisant. Il faut réintroduire dans les traités des compétences européennes en matière de politique énergétique, d'approvisionnement et d'infrastructure. Il faut une véritable et forte politique européenne. En tant que citoyen, il s'agit de ma conviction européenne. En tant qu'acteur énergétique, je le juge nécessaire parce que des orientations seront prises, du fait des processus institutionnels, sur de très longues périodes, et que nous avons besoin de ces longues périodes pour investir. Nous redoutons les changements de politiques qui modifient le cadre dans lequel les décisions d'investir ont été prises. Si nous savons que nous courons ce risque, nous hésitons naturellement à investir. Or, nous souhaitons investir, créer de l'emploi – nous embauchons actuellement 9 000 personnes par an en France et voulons continuer.

Pour répondre à M. Dupont, nous n'avons pas de calendrier fixe. Nous attendons que les choses s'éclaircissent. Aujourd'hui, le Yémen ne produit pas de gaz liquéfié et Total construit actuellement une grosse usine de liquéfaction pour le compte de l'Etat du Yémen. La décision de construire cette usine n'a été prise par les partenaires, y compris Total, que lorsqu'ils ont été assurés d'avoir vendu toute la production. Nous avons acheté un tiers de la

production sur vingt ans, soit deux millions de tonnes par an, ce qui est significatif sans être pour autant un bouleversement. L'exploitation au Yémen permet actuellement de produire 6 millions de tonnes de gaz liquéfié par an ; si d'autres réserves sont exploitables, nous pourrions faire un deuxième train de liquéfaction à côté du premier. Mais le Qatar va être un acteur beaucoup plus important car, bien que minuscule sur le plan de la superficie, il détient à lui tout seul l'équivalent de la moitié des réserves russes et autant que les réserves iraniennes. Ces trois pays représentent 60 % des réserves mondiales de gaz. Le Qatar est donc un pays clé et nous établissons des relations particulières avec lui. Un des émirats du Qatar vient d'ailleurs nous voir lundi prochain chez Suez.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie, M. le président, d'avoir abordé ces questions qui ont passionné tout le monde.

ENDESA France
22 février

M. Alberto Martin Rivals, directeur général

M. Bruno Sido, président – Nous accueillons maintenant Alberto Martin Rivals, directeur général d'ENDESA France.

M. Alberto Martin Rivals, directeur général d'ENDESA France – Merci de nous donner cette opportunité de vous faire part de notre point de vue sur le secteur de l'électricité en France. Nous vous avons distribué un document qui présente ENDESA. Vous connaissez certainement notre entreprise à un niveau général, mais vous y trouverez des informations supplémentaires qui peuvent être utiles.

ENDESA est un grand opérateur global d'électricité et de gaz. C'est l'une des plus grandes compagnies électriques au monde, probablement la cinquième en Europe. C'est la première compagnie électrique en Espagne et la première compagnie électrique privée en Amérique latine. Nous avons également une forte présence en Italie. Notre présence est moindre en France.

ENDESA est une compagnie privée, dont l'Etat espagnol détient seulement 3 % du capital. Elle est cotée à la bourse de Madrid et de New York. Certaines de ses filiales sont cotées dans d'autres bourses, comme celle du Chili.

C'est une compagnie diversifiée, avec des productions assez équilibrées dans le charbon, le nucléaire, l'hydraulique, les énergies renouvelables et le gaz.

Elle emploie 27 000 personnes dans le monde, dont un peu moins de la moitié en Espagne et au Portugal et le reste dans d'autres pays. Son chiffre d'affaires en 2005 est de 18 milliards d'euros et, en 2006, de 20,58 milliards d'euros consolidés, ce chiffre venant d'être publié ce matin. Sa capacité installée de production est de 46 000 mégawatts (MW) ; ses ventes de 203 térawattheures (TWh) à 23 millions de clients dans le monde.

ENDESA France s'appelait auparavant « la SNET », la Société nationale d'électricité thermique, qui appartenait à Charbonnages de France et qui a été rachetée par le groupe ENDESA. C'est une filiale à 65 % d'ENDESA Europe, qui est la holding du groupe pour l'Europe hors Espagne.

Hors Espagne, ENDESA Europe est présent en Italie, où nous sommes le numéro 3 avec 6 500 MW installés ; en France avec 2 500 MW ; en Pologne avec 330 MW. L'énergie vendue en Pologne est d'ailleurs gérée depuis la France. Le Maroc est également administré à l'intérieur du groupe Europe, sans qu'il faille y voir une connotation politique.

L'effectif d'ENDESA France est de 1 072 personnes, dont 281 en Pologne, puisque la Pologne est rattachée à la France. Son chiffre d'affaires

consolidé est de plus d'un milliard d'euros. Son résultat net en 2006 s'élève à 64,6 millions d'euros, pour une capacité installée de production de 2 800 MW, dont la plupart en France (2 500 MW) ; des ventes consolidées de 19 TWh, dont 4,5 correspondent à des ventes à des clients éligibles, donc sujettes au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TARTAM), et 160 clients en France.

Nos capacités de production sont des centrales thermiques au charbon, héritées de Charbonnages de France. La plus grande, la centrale Emile Huchet, se trouve en Lorraine et produit 1 086 MW ; la deuxième plus importante, la centrale de Gardanne en Provence, produit un peu moins de 900 MW. La centrale d'Hornaing, dans le Nord, produit 250 MW et celle de Montceau-les-Mines, en Bourgogne, 270 MW.

Mme Nicole Bricq – Votre présentation n'inclut pas la composition du capital d'ENDESA.

M. Alberto Martin Rivals – La filiale française est détenue à 65 % par ENDESA Europa, qui est à 100 % une filiale d'ENDESA ; les 35 % restants appartiennent encore à EDF (18 %) et à Charbonnages de France (17 %). La holding ENDESA est composée à 97 % de capital privé et à 3 % de capitaux publics. Les principaux actionnaires privés sont : un groupe privé de BTP appelé Acciona, qui possède 21 % du capital ; la Caisse des dépôts de la région de Madrid, Caja Madrid (10 %) ; AXA (5 % en fonds de pension) ; le groupe Deutsche Bank (5 % en fonds d'investissements) ; les investisseurs institutionnels, qui détiennent des fonds d'investissement et des fonds de pension ; les petits actionnaires privés espagnols et étrangers, puisque nous sommes cotés à New York. Plus de la moitié du capital n'est pas espagnole. 25 % du capital est détenu par de petits actionnaires espagnols, c'est-à-dire par des ménages espagnols ayant investi dans des actions d'ENDESA

Mme Nicole Bricq – Quel dividende leur versez-vous ?

M. Alberto Martin Rivals – Nous leur versons 50 % du résultat récurrent et 100 % des résultats non récurrents. Les résultats annoncés ce matin étaient de 3 milliards d'euros : plus de la moitié du total sera versée sous forme de dividendes.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Quel est alors le capital total ?

M. Alberto Martin Rivals – La valeur en bourse du capital total s'élève, aujourd'hui, à environ 40 milliards de dollars. Ce montant est donc légèrement inférieur à la moitié du capital d'EDF. La rentabilité par les dividendes est en moyenne de 5 % ; elle dépend de la cotation de l'action.

M. Bruno Sido, président – Sauf à penser que la structure du capital a une incidence notable sur la sécurité d'approvisionnement, je pense que nous pouvons revenir à notre problématique.

Mme Nicole Bricq – Elle a une incidence sur la sécurité d'approvisionnement.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Elle permet de savoir comment les dirigeants sont désignés.

M. Bruno Sido, président – Nous pouvons néanmoins resserrer notre propos sur la question de la sécurité d’approvisionnement énergétique en France.

M. Alberto Martin Rivals – Sans revenir sur ce que RTE ou d’autres vous ont expliqué en détail, nous observons ces quinze dernières années sur le marché français une croissance de la demande de 2,2 %, que ce soit en moyenne ou en pointe. Une diminution a pu être observée l’année dernière, mais elle était essentiellement due à l’effet Eurodif et à certaines variations saisonnières : si on les supprime, la croissance de la demande était de 1,8 % l’année dernière, ce qui est conforme à la tendance générale.

Or, sur les mêmes quinze dernières années, seuls 5 000 MW additionnels de capacité en offre ont été installés dans le système, alors que la consommation de pointe a augmenté de 22 000 MW. La couverture, qui est la différence entre la pointe de la consommation et la capacité installée, a ainsi diminué de 17 gigawatts (GW) en quinze ans. Le phénomène s’est de plus accéléré : la réduction de couverture, donc de marge de manœuvre du système, était sur les dix premières années de 5 GW ; elle a été de 12 GW sur les cinq dernières années. La réduction de la marge de manœuvre du système s’accélère donc.

Le système français est très particulier puisqu’il comprend une base d’énergie nucléaire très importante qui n’existe pas dans d’autres pays. Un graphique l’illustre sur le document que je vous ai remis, en page 13 : la courbe « monotone » classe les jours de l’année en ordre décroissant d’importance de la production électrique et montre quelles technologies ont été nécessaires pour couvrir les besoins. L’hydraulique au fil de l’eau est la première technologie utilisée : sinon, l’eau serait gaspillée. Lorsqu’on l’ajoute au nucléaire, on ne parvient à couvrir la production d’électricité que 25 % des jours de l’année : 75 % du temps, l’hydraulique et le nucléaire ne suffisent pas à couvrir la demande. Couvrir la demande ne signifie donc pas couvrir la moyenne : il faut assurer de l’électricité pour le consommateur tous les jours de l’année, toutes les heures du jour.

Nous ne devons donc pas oublier le rôle fondamental que jouent d’autres technologies en complément du nucléaire. Le nucléaire ne peut pas prendre leur place : le coût de revient d’une centrale nucléaire qui fonctionne 7 500 ou 8 000 heures par an, comme les centrales d’EDF, est très faible. Cette technologie est donc économiquement très intéressante. En revanche, une centrale nucléaire qui fonctionnerait 3 000 heures par an, comme nos centrales à charbon, produirait une électricité plus chère qu’avec les éoliennes. Une centrale nucléaire est en effet un investissement fixe : il faut donc l’utiliser un maximum d’heures. Le nucléaire est donc une grande réponse au problème mais il ne peut pas suffire à couvrir la demande. Des capacités de semi-base et de pointe doivent être prévues en complément. Dans le cas contraire, la

demande risque de ne pas être satisfaite les jours et les heures de pointe de consommation.

Lorsque le nucléaire et l'hydraulique au fil de l'eau ne suffisent plus, nous avons recours au gaz, mais les capacités françaises en électricité au gaz sont très faibles. Le charbon fournit 5 000 MW de capacités disponibles, dont nous produisons la moitié. L'hydraulique de lac peut permettre de couvrir des pointes très importantes de fonctionnement. Cependant, ce dispositif ne peut être utilisé que de manière restreinte, dans la mesure où la quantité d'eau est limitée. Nous devons donc minimiser son recours. Le fioul, enfin, est une technologie très flexible, mais elle est également la plus chère. Nous ne pouvons donc l'utiliser qu'un nombre limité d'heures par an.

En page 14 du document figure un diagramme de l'utilisation d'énergie pour l'électricité lors d'une journée de décembre de l'année dernière, où la consommation était assez forte même s'il ne s'agissait pas d'un jour de maximum de consommation. Ce jour-là, le nucléaire fournit 58 000 MW en continu ; le charbon et le gaz produisent de l'électricité toute la journée, même la nuit ; le fioul et l'hydraulique également, bien qu'ils soient économisés au maximum puisque la quantité d'eau disponible est limitée : il faut la gérer sur plusieurs jours, voire plusieurs semaines. Même ainsi, la demande n'est cependant pas couverte : la France a dû importer de l'électricité, d'Allemagne notamment, de nombreuses heures dans la journée.

Avec une croissance de 2 % de la consommation, le volume d'importation risque donc d'augmenter rapidement. La dépendance de la France serait donc de plus en plus forte, en particulier à l'égard de l'Allemagne, dont le marché a ses propres restrictions et comporte, à long terme, certaines incertitudes. Je peux citer, notamment, la volonté déclarée de fermer des centrales nucléaires et le souhait, annoncé il y a quelques jours, de réduire de 40 % les émissions de CO₂, avec une augmentation phénoménale de la capacité éolienne. Ces éléments ne sont pas des garanties de puissance.

La France comporte donc deux systèmes de production d'électricité : un système de base qui ne pose pas problème (les week-ends, les nuits de printemps) ; un système de pointe qui commence à être fragile (les jours de semaine, à 19 heures, les jours de froid, de canicule...).

Or, même si nous avons de plus en plus recours à l'importation, EDF doit également honorer des engagements d'exportation. Un diagramme page 15 du document présente le bilan des interconnexions (exportations moins importations) lors d'une semaine de consommation maximale de l'hiver 2006 en France. Même dans ce cas de figure, EDF a dû exporter.

La demande continuera donc à croître sur le marché français, même si cette croissance ne suivra probablement pas le même rythme que les dernières années. Nous fondons la planification de nos investissements sur une croissance de 1,5 % jusqu'en 2010 ; nous la réduisons ensuite progressivement pour parvenir à des taux de 1 % en 2020. Le système a donc besoin de capacités nouvelles, en particulier en semi-base et en pointe. Or, c'est là notre

spécialité puisque nos centrales fonctionnent toutes moins de 3 000 heures par an, donc moins de 20 % de l'année.

Une analyse en page 17 du document de ces capacités non nucléaires pour la semi-base et la pointe en France montre qu'un certain nombre de centrales, produisant au total 4 500 MW, devront fermer avant 2015 en raison des restrictions de la norme « GIC » (grandes installations de combustion) sur les émissions d'oxyde de soufre et d'oxyde d'azote. Il s'agit de centrales vieilles et inadaptées. Nous en possédons nous-mêmes quelques unes qui produisent de l'ordre de 1 000 MW.

M. Stéphane Morel, directeur des moyens d'ENDESA France - Au total, 4 500 MW de capacité de réserve devront fermer.

M. Alberto Martin Rivals – 3 600 MW de capacités de réserve, généralement anciennes et au fioul, arrivent en fin de vie utile et devront fermer bientôt. 5 900 MW de capacités au fioul devront de plus fonctionner moins de 500 heures par an, toujours selon cette réglementation des émissions. Le parc thermique en France pour couvrir la semi-base est donc vieillissant et devra être renouvelé en grande partie.

Entre 2018 et 2029, le parc nucléaire atteindra également quarante années de fonctionnement et devra être renouvelé.

EDF a prévu de remplacer les groupes au fioul qui fermeront, pour un total de 2 600 MW de puissance, par de nouvelles capacités et 500 MW d'une turbine à gaz à cycle ouvert. Il s'agit donc de technologies à coût variable, donc très élevé, et qu'on ne peut faire fonctionner que peu d'heures par an. Bien sûr, 1 600 MW de nucléaire seront incorporés en base en 2013.

Selon les analyses de RTE l'année dernière, 1 600 MW supplémentaires seraient nécessaires avant l'été 2008 et 7 300 MW de capacités de semi-base et de pointe, donc de capacité thermique, avant 2015, pour maintenir la sécurité d'approvisionnement à un niveau raisonnable.

Nous avons donc mis en place un plan de développement, pour remplacer les centrales vieillissantes, mais aussi pour nous développer en France et fournir au système français une partie des capacités thermiques dont il aura besoin dans les prochaines années.

Nous avons pour objectif d'installer plus de 2 000 MW de cycles combinés et 200 MW d'éolienne dans les cinq prochaines années, pour un investissement total de 1,3 milliard d'euros. Ces capacités devraient entrer en fonctionnement avant 2011. En général, nous demandons des permis de construire sur les sites à charbon que nous possédons déjà aujourd'hui car des surfaces y sont disponibles ainsi qu'une connexion au réseau électrique et de l'eau pour le refroidissement. Ces sites sont donc très bien adaptés pour un développement. A l'heure actuelle, nous avons déjà obtenu les permis de construire pour 800 MW à la centrale Emile Huchet en Lorraine et pour 400 MW à Hornaing dans le Nord. La direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement vient de déclarer notre dossier recevable pour

400 MW additionnels en Bourgogne : nous devrions obtenir le permis de construire au mois de mai. Nous sommes sur des marchés similaires en Provence, pour 400 MW, et sur le seul site nouveau où nous comptons nous implanter : Lacq, où nous avons acheté des terrains, dans une région particulièrement bien placée puisqu'elle comporte du gaz à proximité, de bonnes connexions électriques et de l'eau pour le refroidissement des centrales. Nous avons prévu d'y installer un cycle combiné de 800 MW. Nous produisons également de l'électricité éolienne, à un niveau plus modeste. Nous inaugurerons au mois de mars notre première centrale éolienne à Lehaucourt. Elle produira 10 MW. D'autres projets sont actuellement en cours, pour environ 40 MW additionnels.

Nous avons réservé des terrains au Havre pour construire une centrale au charbon de dernière génération. Propre, elle sera préparée dès son ouverture pour ne pas émettre de dioxyde de soufre, ni d'oxyde d'azote, ainsi que pour l'installation ultérieure de dispositifs de captage et de stockage du CO₂. Le captage et le stockage du CO₂ dans des centrales au charbon est la prochaine grande vague de développement technologique dans le monde de l'électricité. C'est une technologie qui utilise des sources abondantes d'énergie et qui n'émet pas de CO₂. Des pilotes sont réalisés actuellement et devraient être commercialement disponibles au niveau industriel dans une dizaine d'années.

Nous vous présentons, page 20 du document, la première centrale au gaz que nous construirons : la centrale Emile Huchet. Les installations nécessaires pour un cycle combiné gaz vous sont décrites page 21 : elles sont beaucoup plus petites et plus propres que les installations thermiques traditionnelles.

Vous trouverez expliqués, en page 22, notre projet d'éolienne et en pages 23 et 24, notre projet de centrale propre au charbon au Havre.

M. Bruno Sido, président – Merci pour cet exposé. Alors que la Bretagne manque cruellement d'électricité, aucune implantation prévue d'ENDESA en Bretagne n'apparaît sur votre carte : pourquoi ? Vous avez partiellement répondu à ma question en disant que vous profitez surtout de vos sites existants. Par ailleurs, quelles seraient les conséquences pour ENDESA de son rachat par E.ON ?

M. Alberto Martin Rivals – Comme vous le savez, il existe aujourd'hui une offre publique d'achat d'E.ON sur ENDESA. E.ON a expliqué aux marchés financiers et au gouvernement espagnol que ce rachat visait à intégrer les deux entreprises dans un grand groupe, en conservant le plan industriel d'ENDESA. Les responsables d'E.ON veulent, apparemment, acheter ENDESA précisément parce qu'ils considèrent que cette compagnie est bien gérée et qu'elle possède un plan industriel raisonnable et solide. En réalité, E.ON dispose de ressources financières considérables, mais manque d'opportunités de croissance, tandis que ENDESA, en étant centrée sur l'Europe du Sud et l'Amérique latine, est située sur des marchés dont la croissance est supérieure à celle du Nord de l'Europe.

A notre avis et après conversation avec E.ON, il ne s'agit pas de changer nos plans d'investissement et de croissance, ni notre stratégie. En principe E.ON a déclaré qu'ENDESA resterait une entité autonome à l'intérieur du groupe, comme d'autres parties du groupe ou comme Electrabel dans Suez : elle garde sa stratégie et son identité, avec une autonomie de gestion importante. C'est dans ce sens que vont, non seulement les déclarations d'E.ON, mais aussi la logique industrielle et d'entreprise. Des conséquences positives pourraient s'en suivre pour ENDESA : E.ON possède notamment une filiale de gaz importante, Ruhrgas, qui permettrait à ENDESA de diversifier ses sources de fourniture de gaz, qui viennent actuellement surtout du Nord de l'Afrique. Nous aurions ainsi accès au gaz russe.

M. Bruno Sido, président – Il faudrait pour cela que la Russie ne vous coupe pas l'approvisionnement !

M. Alberto Martin Rivals – Aujourd'hui, la diversification est de toute manière devenue une valeur certaine dans le monde de l'énergie. Nous en sommes convaincus.

Si tel n'est pas le cas, ce rachat ne devrait pas avoir de grandes conséquences en termes d'investissements. Cette diversification des sources de gaz pourrait être intéressante pour la filiale française. Puisque la France est située entre l'Espagne et l'Allemagne, il serait naturel pour le nouveau groupe de consentir un effort additionnel de développement en France. Rien n'a toutefois été dit sur ce point. Je formule cette spéculation à titre personnel.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Cette question d'E.ON suscite légitimement des interrogations fortes. D'où provient votre charbon ?

M. Alberto Martin Rivals – Les centrales que possédait originellement la SNET appartenaient à Charbonnages de France : elles avaient été construites pour utiliser le charbon national. Elles sont donc localisées dans les bassins houillers traditionnels de la France. Ces mines étant épuisées, notre charbon vient désormais, à 90 %, d'un peu partout dans le monde. Nous importons du charbon de bonne qualité, avec peu de soufre et à un prix raisonnable. Simplement, cela représente un coût élevé pour acheminer ce charbon, des ports à nos centrales. Nous utilisons des péniches, qui circulent sur les fleuves allemands, des camions, des trains... Notre stratégie d'implantation serait donc différente si nous devions construire une nouvelle centrale.

M. Marcel Deneux, rapporteur – C'est pourquoi vous avez choisi d'implanter votre prochaine centrale « propre » au Havre.

M. Alberto Martin Rivals – Exactement. La centrale du Havre présente l'avantage d'être située juste à côté d'un parc de charbon, où les grands bateaux charbonniers peuvent directement décharger.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Nous voyons toutefois sur la carte que votre terrain est quelque peu éloigné de la voie d'eau.

M. Alberto Martin Rivals – Oui. Cependant, ce qui sépare notre centrale de la voie d'eau est précisément un parc de charbon appartenant à une compagnie qui y décharge du charbon. Nous sommes donc parfaitement placés.

M. Bruno Sido, président – Vous n'avez pas répondu à ma question sur la Bretagne.

M. Alberto Martin Rivals – Nous avons participé à un appel d'offres, mais nous n'avons pas été retenus.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Si l'offre publique d'achat d'E.ON se réalise, votre politique française sera certainement différente. Le territoire français, avec son système d'organisation, est-il attractif pour les investissements dans le cadre du groupe ENDESA ? Votre holding vous favorise-t-elle par rapport à d'autres filiales ? Avez-vous envie d'investir en France ou ailleurs ?

M. Alberto Martin Rivals – Nous avons envie d'investir en France pour toutes les raisons que nous avons examinées, mais aussi parce que la France a mis en place une libéralisation du secteur permettant à de nouveaux entrants de se développer, le marché Powernext, qui permet de placer les excédents de production et un système permettant de vendre à un prix libre aux clients industriels : ce que nous avons fait. Evidemment l'affaire du TARTAM a un peu bloqué le développement commercial, puisqu'il est devenu impossible d'acquérir de nouveaux clients avec lesquels nous pourrions signer des contrats à long terme pour leur vendre de l'électricité. Toutefois, nos hypothèses industrielles s'appuient sur la fin programmée du TARTAM en 2009 et sur un nouveau développement du marché libéralisé à ce moment, qui nous permettra d'y vendre notre électricité. Le cas échéant, nous risquons de ne pas parvenir à identifier des clients avec lesquels nous pourrions signer des contrats à long terme. Nous serions alors obligés de vendre notre électricité sur Powernext, qui est un marché assez volatile et qui manque de liquidités, c'est-à-dire de volumes disponibles. Le marché français est donc attractif, à condition que la réglementation prévue et en place aujourd'hui, les décisions du Conseil constitutionnel notamment, reste appliquée.

M. Bruno Sido, président – Les tarifs administrés et le fait que nous ayons autorisé, de manière plutôt bancaire, les entreprises qui les avaient quittés à y revenir, ne découragent-ils pas les investisseurs privés tels que vous ?

M. Alberto Martin Rivals – Le fait que le niveau des tarifs administrés soit très inférieur aux coûts de développement de nouvelles capacités n'encourage évidemment pas les investissements. Cependant, des tarifs administrés existent dans presque tous les pays où nous opérons. Ces tarifs doivent toutefois être administrés en considérant le volume qu'ils représentent dans le total de la consommation. Pour des ménages défavorisés, ces tarifs administrés sont naturels et raisonnables. En revanche, il est normal qu'un industriel qui veut développer une nouvelle usine paye le coût de

développement du système. Les tarifs administrés, s'ils se généralisent trop sur la base des clients, risquent en effet de décourager les investissements.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Êtes-vous en relation commerciale avec « les électro-intensifs » ?

M. Alberto Martin Rivals – Non. Ils ont finalement signé avec EDF des contrats de quinze ans. En effet, notre entreprise est de petite taille et notre production était largement insuffisante pour le cartel qui s'est mis en place. De plus, nous sommes très spécialisés sur la fourniture en pointe. Nous n'étions donc pas adaptés.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Vous avez participé aux discussions, puis vous avez disparu.

M. Stéphane Morel – Nous avons participé à l'ensemble des tables rondes ouvertes par les ministres : les réunions, les groupes de travail, les réunions plénières. Cependant, les produits qui ont été retenus et qui ont conduit aux négociations avec Exeltium portaient sur des contrats de long terme, qui sont essentiellement des contrats de base adossés à de l'énergie nucléaire. Il n'était donc pas concevable qu'ENDESA France participe aux négociations finales.

M. Bruno Sido, président – Le regroupement des électriciens, dont témoigne l'offre publique d'achat en projet sur ENDESA, favorise-t-il l'approvisionnement en électricité selon vous ? A l'inverse, la multiplication des fournisseurs et des producteurs ne complique-t-elle pas la gestion de l'équilibre offre-demande, fragilisant ainsi la sécurité d'approvisionnement ?

M. Alberto Martin Rivals – Je proviens d'un marché relativement fragmenté, mais qui a très bien fonctionné au cours des cinquante dernières années. En Espagne aujourd'hui, le numéro 1 est ENDESA, qui ne possède que 40 % du marché ; les deux plus grandes compagnies suivantes sont espagnoles ; puis viennent une compagnie italienne, appartenant à Electricité de Portugal, et une compagnie portugaise, appartenant à ENEL. C'est donc traditionnellement un marché à 5 ou 6, qui a parfaitement fonctionné au cours des années, sans problème particulier. Du nucléaire a même été développé, même s'il a été arrêté sur décision du gouvernement, et non des compagnies privées, pour des raisons politiques. Il reste quand même 8 000 MW d'énergie nucléaire en Espagne. D'autres systèmes similaires existent en Europe, qui fonctionnent également bien. Même les Italiens ont opté pour la fragmentation de leur opérateur traditionnel, opération qui s'est relativement bien déroulée. Certes, il ne faut pas non plus que cent micro-compagnies électriques se disputent le marché avec chacune une centrale. Dans des pays de la taille de la France, de l'Espagne ou de l'Allemagne, la présence de cinq ou six opérateurs est en revanche très raisonnable. L'Allemagne également a toujours fonctionné sans problème avec 4 ou 5 grands groupes.

Le regroupement des compagnies électriques peut avoir des effets très variés selon la manière dont il s'effectue. Il est très différent de regrouper des

compagnies qui opèrent sur des marchés différents ou de regrouper des compagnies qui opèrent sur les mêmes marchés. Lorsque des compagnies qui opèrent dans le même marché se regroupent, leur pouvoir de marché augmente et le gouvernement doit être très vigilant, en particulier s'il s'agit d'opérateurs privés. Certains pays mettent beaucoup d'entraves à ce genre d'opérations : en Espagne, par exemple, tous les mariages qui étaient envisageables ont été essayés mais se sont heurtés chaque fois aux autorités de la concurrence.

M. Stéphane Morel – Il s'agissait avant tout pour elles d'éviter les situations de monopole.

M. Alberto Martin Rivals – Il n'existe en effet pas de groupe public en Espagne : il s'agissait donc toujours de compagnies privées. En revanche, le regroupement de compagnies opérant sur des marchés différents ne présente pas de danger d'augmentation de pouvoir. ENDESA et E.ON, par exemple, n'opèrent sur le même marché dans aucun pays : E.ON n'est pas présent sur le marché espagnol ; nous ne sommes pas présents sur le marché allemand ; ils ne sont pas présents sur le marché français ; nous ne sommes pas présents dans de nombreux pays de l'est où ils sont implantés.

Le regroupement assure en revanche aux entreprises une taille financière leur permettant de réaliser des investissements plus difficiles. Si, par exemple, une relance du nucléaire était envisagée en Europe, de tels groupes, avec des capitalisations boursières de l'ordre de 70 à 100 milliards d'euros, pourraient facilement se permettre des investissements de 2 milliards d'euros dans une centrale. La capacité d'achat face aux fournisseurs de gaz dans le monde est également importante. Il se forme un cartel des fournisseurs de gaz dans le monde : si, en face, la demande est fragmentée, un déséquilibre peut se créer. Ce type de regroupements peut donc permettre d'avoir de meilleures capacités de fourniture en gaz.

M. Michel Billout, rapporteur – Je voudrais connaître votre opinion sur le projet de la Commission européenne de séparer les activités de production et de transport : est-ce de nature à résoudre des problèmes d'accès au réseau d'électricité que vous seriez susceptibles de rencontrer aujourd'hui en France ? Cela ne risque-t-il pas d'engendrer des conflits d'intérêts entre les producteurs et les transporteurs, et ainsi, notamment, des difficultés supplémentaires pour investir dans la production ?

M. Alberto Martin Rivals – C'est le grand sujet de débat en ce moment. Nous pensons surtout que l'indépendance au jour le jour du gestionnaire du réseau électrique et du gestionnaire du réseau de gaz est fondamentale. Le développement qui va se produire concernera surtout la semi-base, et en particulier les cycles combinés, qui fonctionnent au gaz. S'il n'existait pas d'indépendance entre les réseaux de gaz et d'électricité, la compagnie mère de ces compagnies pourrait trouver gênant qu'une nouvelle centrale se construise à côté d'une autre et décider de lui enlever des parts de marché ou des heures de fonctionnement. La séparation patrimoniale est évidemment la solution à ce type d'abus : aucun intérêt commun ne réunit les

différents opérateurs ; il n'existe donc aucune raison pour qu'ils se favorisent les uns les autres. Cette condition est donc suffisante, mais elle n'est peut-être pas nécessaire : il existe peut-être d'autres manières de procéder que la séparation patrimoniale.

Il faut, en tout cas, éviter de faire reposer l'indépendance du gestionnaire du réseau sur la bonne volonté de ses dirigeants. Je pense en particulier à RTE, à l'égard duquel nous n'avons aucune plainte à formuler. Cette entreprise effectue un travail magnifique et respecte une indépendance scrupuleuse, que nous constatons actuellement avec le développement de nos centrales. Cependant, quelle est la part de ce constat qui s'explique par la personnalité de l'actuel président de RTE et quelle est la proportion imputable au système mis en place ? Notre relation avec le gestionnaire du réseau de transport de gaz (GRTG), pour la fourniture en gaz de nos centrales, commence seulement. Nous sommes évidemment certains que le comportement de cette société sera scrupuleux et éthique, mais le système mis en place ne donne pas ces garanties. Si notre relation se révèle satisfaisante, ce sera grâce à la bonne volonté des personnes en présence. La centrale à cycle combiné gaz (CCG) que nous voulons construire à Gardanne est, par exemple, juste à côté de la centrale de Fos que développe actuellement GDF. Il faut donc être très vigilant car le système ne comporte pas de garanties.

D'autres méthodes que la séparation patrimoniale sont envisageables. La gouvernance de la filiale qui gère le réseau pourrait par exemple faire l'objet d'exigences : la nomination des administrateurs pourrait faire l'objet de limitations. Des mécanismes d'audits systématiques de la CRE permettraient également d'assurer cette indépendance. La séparation patrimoniale est donc une garantie de cette indépendance, parmi d'autres solutions possibles.

M. Bruno Sido, président – On parle beaucoup de l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Il est vrai que c'est important. Mais on parle un peu moins de l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport de gaz, ce point étant pourtant également important. Enfin, on a tendance à négliger totalement la gestion du stockage de gaz, qui est essentielle, surtout dans le système français. En effet, son développement commencera par les centrales à gaz, qui fonctionnent très peu d'heures par an. De plus, les contrats de gaz s'effectuent en « take or pay », de sorte que le gaz doit être consommé. Si un accès égalitaire aux capacités de stockage de gaz n'est pas garanti, il faudra donc brûler le gaz acheté à des heures où cela n'a pas de sens. L'égalité des conditions d'accès aux capacités de stockage doit donc être garantie, afin que le gaz puisse être stocké les week-ends ou la nuit et brûlé le jour. Dans le cas contraire, le développement de nouvelles capacités pourrait être freiné.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Il ne s'agit pas tant de l'accès aux capacités de stockage qu'aux capacités de sortie.

M. Bruno Sido, président – Les deux sont concernées.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Techniquement, elles ne sont pas liées.

M. Alberto Martin Rivals – Nous parlons ici des deux : il faut garantir la capacité d'utiliser quand on le souhaite le gaz que l'on achète.

M. Marcel Deneux, rapporteur – On peut stocker le gaz et ne pas pouvoir le sortir.

M. Jean-Paul Amoudry – Quelle part votre groupe consacre-t-il aux activités de recherche et développement ?

M. Alberto Martin Rivals – Le groupe ENDESA fait un effort important dans ce sens dans le monde. Je ne dispose pas, ici, des chiffres précis de l'investissement mais les sommes en question sont de l'ordre de plusieurs centaines de millions d'euros. ENDESA participe à tous les grands projets européens liés au captage et au stockage de CO₂, à l'efficacité des centrales, aux technologies solaires -l'Espagne étant un pays assez ensoleillé, cette énergie peut y être développée-, aux piles à combustibles... ENDESA dispose également d'une filière de distribution importante dans le monde : nous menons dans ce cadre des recherches sur l'automatisation des réseaux (télémessure, téléopération des réseaux...). Normalement, nous travaillons sur ces projets avec d'autres électriciens ou technologues.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Le développement de l'éolien se heurte en général à des difficultés d'acceptation par les populations à cause des nuisances que cela occasionne pour les paysages. Or, vous rendez vos mats d'éolienne particulièrement visibles en y dessinant des cercles rouges. Cela vous a-t-il été imposé, ou est-ce une innovation d'ENDESA ?

M. Alberto Martin Rivals – Nous n'avons pas encore inauguré notre premier parc en France. Je ne sais donc pas où vous avez vu des cercles rouges.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Sur les photos que vous diffusez.

M. Alberto Martin Rivals – Il ne s'agit pas de centrales en France.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Je me suis renseigné : il n'en existe pas dans l'Aisne. Ces cercles sont vraiment rédhibitoires.

M. Alberto Martin Rivals – Je crois savoir que l'inscription de ces cercles est obligatoire à certains endroits en raison du trafic aérien : les éoliennes présentent sur certains sites des risques pour les hélicoptères.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Faites tout pour qu'on ne les voie pas.

M. Bruno Sido, président – Nous avons un très bon rapporteur, qui rentre vraiment dans le détail des dossiers ! Merci, M. le directeur général.

Gaz de France (GDF)

9 mai

M. Olivier Lecointe, directeur Electricité

M. Bruno Sido, président – Nous avons le plaisir d'accueillir maintenant M. Olivier Lecointe, qui est Directeur Electricité de Gaz de France (GDF). Nous vous remercions d'être venu nous parler de gaz et d'électricité, sachant que nous avons bien noté, au cours de nos auditions et voyages à l'étranger, le lien très étroit entre le gaz et la production d'électricité. Nous sommes une mission commune d'information qui a pour objet d'étudier et d'émettre des propositions sur la sécurité d'approvisionnement en électricité. Cet après midi, nous partons dans le Nord de la France, avec vous, pour visiter un certain nombre d'installations. Nous vous proposons, dans un premier temps, de nous présenter un exposé liminaire sur la problématique de Gaz de France dans le domaine de la maîtrise de l'électricité. Nous vous poserons ensuite un certain nombre de questions, sachant que nous devons stopper cet échange à 11 heures pour prendre le train, mais que nous pourrions poursuivre nos discussions ultérieurement.

M. Olivier Lecointe, directeur Electricité de Gaz de France - M. le président, je vous remercie de ce petit mot d'introduction et de m'avoir laissé l'opportunité d'exprimer le point de vue d'un nouvel acteur dans le domaine de l'électricité. Gaz de France est, bien sûr, un acteur bien implanté sur la scène énergétique française, mais le groupe a désormais étendu son activité au secteur électrique. Je vous propose déjà de présenter rapidement les objectifs qu'il poursuit dans ce domaine : pourquoi a-t-il décidé de se lancer dans ce développement ? Par quels moyens compte-t-il y parvenir ?

La convergence entre le gaz et l'électricité, désormais bien connue, résulte principalement de deux éléments. Le premier, c'est que les clients sont très demandeurs d'une offre globale et duale en matière d'énergie. On a pu observer, sur les marchés ayant depuis plus longtemps que nous ouvert à la concurrence leur secteur des particuliers, qu'il existe un avantage concurrentiel fort à être en mesure de proposer une offre duale de gaz et d'électricité. A l'inverse, en ne fournissant que du gaz naturel, nous courrions le risque de perdre des parts de marché importantes, en particulier chez les petits clients. Pour les grands clients, la logique est un peu différente puisque nous proposons des solutions énergétiques associant l'électricité, le gaz, éventuellement l'exploitation de moyens de production pour le compte des clients, ainsi qu'une optimisation énergétique plus globale.

Le second élément important de convergence repose sur l'émergence des cycles combinés à gaz (CCG). Ce moyen de production a pris une part considérable dans les développements en Europe depuis une quinzaine d'années, et ce pour différentes raisons : son coût d'investissement est relativement faible et son rendement élevé ; l'équipement est assez rapide à

construire puisque sa durée de construction est à peine supérieure à deux ans ; il présente un certain nombre d'atouts environnementaux - ainsi, il n'émet pas de dioxyde de soufre (SO₂) ; les émissions d'oxyde d'azote peuvent être réduites et les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) sont relativement faibles par rapport à son concurrent naturel, le charbon, puisque je rappellerai que le rapport est légèrement supérieur à deux entre les émissions de CO₂ par kWh électrique d'une centrale à charbon et celles d'une centrale à gaz - ; enfin, le moyen est relativement souple car il peut être démarré et arrêté assez facilement. Le CCG a donc pris une place prédominante dans le développement des nouvelles capacités de production en Europe et dans le monde ces quinze dernières années. Ainsi, en Europe, il y a eu très peu de nouvelles centrales à charbon, les développements nucléaires se sont limités à la France, en dehors du projet qui vient d'être lancé en Finlande, et dans les productions non conventionnelles, les seuls accroissements significatifs ont concernés l'éolien. Le CCG est donc une technologie majeure pour le développement de capacités de production et un groupe comme Gaz de France trouve naturellement sa place dans ce domaine en tant que fournisseur de gaz. Il faut savoir que la part du coût du combustible représente environ les deux tiers du coût de production d'un CCG. Enfin, au niveau national, des besoins sont identifiés par Réseau de Transport d'Electricité (RTE) et les pouvoirs publics, notamment pour la production de semi-base.

L'objectif que nous poursuivons en France vise à préserver nos ventes de gaz naturel et à accroître la valeur de nos offres en fidélisant, sur ses 11 millions de clients, les 7,7 millions de particuliers chauffés au gaz naturel qui sont, bien entendu, ceux qui consomment le plus et qui sont les plus importants en termes de marge. Nous entendons également enrichir l'offre que nous proposons aux industriels. D'une manière générale, la logique existant en France se retrouve dans les autres pays européens, où nous cherchons également à développer nos parts de marché tant sur le gaz que sur l'électricité puisque, pour les mêmes motifs qu'en France, il existe un avantage assez fort à développer simultanément une fourniture dans les deux types d'énergie. Nous avons environ 350 000 clients électricité en Europe et visons un objectif de commercialisation de 35 térawattheures (TWh).

Pour y parvenir, nous devons avant tout développer un portefeuille d'approvisionnement constitué de différents éléments. D'une part, il faut citer les moyens de production que nous détenons en propre. C'est le cas de la centrale DK6 située à Dunkerque, dans laquelle je vais avoir le plaisir de vous accompagner lors de votre visite de cet après-midi. Il s'agit d'un prototype puisque cette centrale brûle, à la fois, du gaz naturel et un combustible fatal issu de l'aciérie. Nous avons, bien sûr, d'autres projets. Notre portefeuille est également constitué de contrats à long terme, qui peuvent représenter 20 % à 30 % de notre capacité. Pour boucler l'ensemble, nous avons recours au marché de court terme, mais cette part doit être limitée en proportion puisque nous sommes exposés, dans ce cadre, à la volatilité des marchés. Aujourd'hui, nous avons un objectif de 5 000 mégawatts (MW) de capacité de production

en Europe, située pour moitié en France et pour moitié à l'étranger, et dont 10 % du total correspond à de l'énergie renouvelable.

En France, plus précisément, DK6 a une capacité assez importante de 800 MW, dont un peu plus de 250 MW est dédié à l'aciérie voisine d'Arcelor Mittal, dont nous transformons en électricité les gaz des hauts fourneaux pour la lui restituer. Celle-ci n'est donc pas disponible pour nos besoins propres et seul le complément, soit 550 MW, est vendu à nos clients ou sur le marché de gros. En partenariat avec la société Maïa Sonnier, nous avons également créé une entité de développement et d'exploitation d'éolien : Maïa Eolis. Nous détenons 49 % de cette structure qui gère, d'ores et déjà, environ 50 MW en exploitation en Lorraine et qui développe des projets assez importants dans différentes régions (Nord Pas de Calais, Picardie, Champagne Ardennes, etc.).

En 2006, nous avons vendu 2,3 TWh aux clients finaux. Ce volume est encore modeste puisque nous représentons environ 0,5 % de la consommation totale française. Mais nous avons une ambition de croissance forte. Par ailleurs, nous avons commercialisé une partie de notre électricité sur les marchés de gros. Enfin, nous exploitons et optimisons un certain nombre d'actifs industriels situés chez nos clients comme, par exemple, des centrales de cogénération ne bénéficiant plus de l'obligation d'achat ou qui n'en ont pas bénéficié car elles sont antérieures aux dispositions existantes à cet égard.

Nous sommes également présents au Royaume-Uni. C'est même dans ce pays que nous vendons le plus d'électricité et nous apprenons beaucoup de l'expérience que nous tirons de ce marché. Nous y disposons d'un CCG d'un peu plus de 200 MW qui a été la première centrale appartenant à Gaz de France, et nos ventes, qui atteignent environ 10 TWh, sont plutôt destinées à des clients industriels. En Espagne, nous avons également une position importante puisque nous sommes partenaire d'AES, un électricien américain : nous détenons en commun un CCG de 1 200 MW. Nous détenons également une part de 25,5 % dans la société SPE, deuxième électricien belge, dont la capacité de production atteint 1 600 MW. Enfin, en Italie, nous sommes en phase de développement commercial important avec la création d'une filiale, Energi Investimenti, destinée à la vente de gaz mais aussi d'électricité. De ce fait, elle aura des besoins d'approvisionnement que nous satisferons en utilisant les installations de cogénération ou de biomasse qui ont été développées par notre filiale Cofathec.

En ce qui concerne nos projets nouveaux, le plus avancé est celui de Cycofos, près de Fos-sur-Mer, qui associe un cycle combiné au gaz naturel de 420 MW et une centrale classique de 60 MW valorisant les gaz sidérurgiques. Cette centrale a, de nouveau, été réalisée en partenariat avec Arcelor Mittal. Sa mise en service est prévue à la fin de l'année prochaine. Par ailleurs, nous avons remporté l'appel d'offre lancé par RTE pour la réalisation d'une centrale de pointe de 200 MW à Saint-Brieuc, en Bretagne, qui entrera en service vers 2010. Ayant pour vocation de sécuriser l'alimentation de la Bretagne Nord, elle sera aussi disponible pour nos clients, notamment pendant les périodes de pointe. Enfin, un troisième projet sera proposé au conseil

d'administration de Gaz de France avant la fin de ce semestre : il s'agit d'un CCG de 420 MW situé à Montoir-de-Bretagne et dont la mise en service est prévue pour la fin de 2009.

Je précise que nous n'entendons pas fonder notre développement sur le seul CCG : il ne serait en effet pas souhaitable que notre parc soit constitué par une seule technologie. Nous examinons donc d'autres éventualités, comme le développement du charbon propre, et avons des ambitions importantes dans le domaine des énergies renouvelables (ENR) : avec Maïa Eolis, nos objectifs pour 2012 représentent 500 MW en France et autant à l'étranger, et en matière de biomasse, nous avons répondu à l'appel d'offre lancé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et qui devrait déboucher au cours de l'été.

Pour en venir à votre centre d'intérêt essentiel, à savoir la sécurité de l'approvisionnement en électricité, je vais introduire rapidement le débat car de nombreux éléments ont déjà été apportés par des intervenants éminents : ayant pris connaissance du compte-rendu de certaines interventions, il me semble réellement difficile d'être original à ce stade de vos auditions ! Je vais donc simplement insister sur quelques points qui peuvent paraître importants pour un nouvel entrant sur le secteur de la production d'électricité.

Tout d'abord, je pense important de distinguer les différents horizons de temps et les problématiques qui s'y réfèrent. Ce point a été relevé à plusieurs reprises au cours de vos auditions. A court terme, la principale problématique porte sur l'exploitation du système électrique et, notamment, sur la coordination entre les gestionnaires des réseaux électriques en Europe. A long terme, des questions plus lourdes au plan de la politique énergétique se posent en matière d'investissement dans les domaines de la production et des réseaux. Au-delà, l'horizon à très long terme, celui de la recherche, est également essentiel : il concerne des sujets comme le nucléaire du futur, la capture et le stockage du CO₂, ou encore les ENR de demain.

Pour le court terme, notre sécurité d'approvisionnement est aujourd'hui fondée sur le système électrique européen interconnecté. Cette interconnexion entraîne une solidarité forte et ancienne entre les différents pays, ce qui permet une meilleure sécurité à moindre coût. Cette solidarité s'est développée à partir des années 50 dans un contexte très différent de celui que nous connaissons aujourd'hui : en effet, en l'absence de concurrence entre les opérateurs, il s'agissait d'un système de coopération visant à mettre en commun un certain nombre de réserves, dont la réserve primaire qui permet de réagir instantanément aux différents événements pouvant affecter le système électrique. Ce dispositif permet d'assurer une meilleure sécurité puisque chacun peut se fonder sur une capacité de production plus importante que celle dont il disposerait seul. Par ailleurs, la mutualisation de la réserve au niveau de l'ensemble des pays interconnectés offre de meilleures conditions économiques : nous avons donc pu observer un niveau de qualité de service élevé sur le territoire européen. Ce système électrique global fonctionne bien et les événements ayant affecté le client final ont été relativement peu nombreux au cours des dernières années. Certains incidents sont toutefois

survenus en Italie et il faut noter l'incident important qui a récemment été enregistré en Allemagne.

Depuis que ce réseau s'est développé, le contexte a donc évolué de manière importante. D'une part, avec l'ouverture des marchés, nous avons enregistré une intensification considérable des échanges commerciaux au bénéfice de l'économie globale du système. En effet, le bon fonctionnement des marchés permet de mobiliser les moyens les moins coûteux. En revanche, cela complexifie un peu leur gestion. D'autre part, un deuxième élément de contexte important apparaît avec le développement d'une production décentralisée, particulièrement au niveau des ENR. Cette évolution est évidemment souhaitable du point de vue de la politique énergétique puisqu'elle contribue à traiter les problèmes environnementaux et à assurer une diversité énergétique. Mais elle soulève parallèlement des problèmes particuliers et va notamment renforcer les exigences en matière de comportement des équipements de génération décentralisée sur le réseau. Nous avons effectivement pu constater qu'en certaines circonstances, ceux-ci pouvaient avoir tendance à aggraver certains phénomènes car ils se déclenchent ou réenclenchent de manière moins contrôlée que les moyens centralisés. Il faudra donc certainement prévoir des évolutions dans ce sens. Enfin, il faut une cohérence forte dans les actions des gestionnaires de réseau. Celle-ci existe au travers de certains organismes mais, alors que nous ressentons la nécessité d'une gestion de ces réseaux à l'échelle supranationale, il n'existe pas réellement d'organisme ayant autorité pour organiser le dispositif. Ce constat posera probablement la question d'un organe de régulation qui n'aura pas pour vocation de se substituer aux organisations nationales, mais qui devra faire en sorte que chacun respecte les engagements pris en matière de sécurité du système électrique européen. On peut citer, en particulier, la participation aux réserves ou une gestion satisfaisante des accès aux interconnexions.

A long terme, le sujet a également été largement commenté mais deux aspects principaux paraissent devoir être soulignés. D'une part, le développement des capacités de production doit répondre à la fois à un objectif de sécurité d'approvisionnement dans la durée, à un objectif économique et aux objectifs environnementaux retenus au plan communautaire. Je pense qu'il faudra, dans ce cadre, rechercher un bouquet énergétique équilibré dont aucune source d'énergie ne peut être exclue. Claude Mandil explique, d'une manière remarquable, que le problème ne consiste pas à choisir entre les différentes solutions que représentent le nucléaire, les ENR, les économies d'énergie ou le développement de productions propres, mais que si nous voulons atteindre les objectifs évoqués et, en particulier, maîtriser le développement des émissions de CO₂, ces quatre voies doivent être poursuivies simultanément. Ensuite, il faudra trouver un équilibre en termes de compétitivité et de risques : en effet, chaque type d'équipement présente un certain nombre de caractéristiques et de risques qui lui sont propres. Ces choix reviendront donc, d'abord, aux pouvoirs publics qui, en France, ont un pouvoir

d'orientation fort sur le développement des capacités de production. Ensuite, les opérateurs devront rechercher un bon équilibre entre ces différentes filières de production. A ce sujet, je voudrais évoquer une caractéristique du système français qui est tout à fait positive : il s'agit de la programmation pluriannuelle des investissements. Je ne m'étends pas sur ce sujet car je pense que tous les intervenants devant votre mission ont souligné le caractère positif de cette disposition. Celle-ci gagnerait, par la visibilité qu'elle donne et le pouvoir d'orientation qu'elle offre aux pouvoirs publics, à être plus développée en Europe.

Je voudrais évoquer quelques points pour conclure et, en particulier, la nécessité d'avoir un cadre réglementaire stable dans la durée afin de donner de la visibilité aux opérateurs : si nous voulons sécuriser les investissements, il est tout à fait essentiel que ceux-ci aient une vision claire sur ce cadre. Par ailleurs, la problématique des prix est également sensible : si nous voulons un système qui tienne debout, les tarifs doivent permettre a minima de couvrir le coût de renouvellement des équipements. En outre, la question de la valorisation des capacités et, en particulier, de la rémunération des capacités de pointe est majeure : il s'agit de centrales qui vont être appelées quelques centaines d'heures par an, voire moins, mais qui constituent pourtant un élément déterminant dans la sécurité des systèmes. Or, ces problématiques ne sont pas complètement résolues. De plus, il faut être en mesure d'équilibrer, à chaque instant, l'offre et la demande d'électricité, ce qui engendre des besoins en flexibilité importants, qui vont du reste être accrus par le développement des productions non pilotables telles que les éoliennes. Pour le gaz, ceci renvoie à la question des stockages, qu'il va falloir être en mesure d'accroître si nous voulons que les CCG puissent répondre au fonctionnement de semi-base aujourd'hui nécessaire. Enfin, le développement des réseaux, et particulièrement des interconnexions qui contribueront à améliorer la sécurité du dispositif, est essentiel. Certains pays, comme l'Espagne, sont mal connectés. Et dans ces problématiques de réseau, il faut également tenir compte de l'amélioration de l'approvisionnement de certaines régions, aujourd'hui fragilisées, et de la question de la décentralisation de la production.

M. Bruno Sido, président – Le gaz est en train de réussir le tour de force de se faire passer pour une énergie propre. Nous aimerions bien avoir des chiffres précis sur cette question afin de pouvoir comparer cette énergie à d'autres énergies.

M. Olivier Lecointe – Je ne crois pas avoir dit que le gaz n'émettait pas de CO₂ : j'ai simplement indiqué que son exploitation émettait moins de CO₂ qu'une centrale à charbon. J'ai en tête des chiffres arrondis : je crois que, pour chaque kWh produit, une CCG émet 0,4 kilogramme de CO₂ et une centrale à charbon 0,9 kilogramme. Ceci correspond bien à un rapport du simple à plus du double. Deux éléments entrent en compte : en particulier, la combustion du méthane ne produit pas uniquement du CO₂ mais également de la vapeur d'eau, alors que le charbon est essentiellement composé de carbone.

M. Jackie Pierre – Vos chiffres se rapportent-ils à du charbon propre ou à du charbon moins propre ?

M. Olivier Lecoïnte – Il faut s'entendre sur ces sujets car il existe une certaine ambiguïté sur le terme de « charbon propre ». J'estime que le charbon a toute sa place dans le bouquet énergétique. Mais lorsqu'on parle de charbon propre, on évoque deux choses différentes. D'une part, il y a les polluants classiques qu'on sait traiter, avec une grande efficacité, depuis assez longtemps. Il en existe principalement trois : les poussières, les oxydes de soufre et les oxydes d'azote. Certains procédés industriels actuels permettent d'assurer la captation de 99 % des poussières, de plus de 95 % des oxydes de soufre et de plus de 90 % des oxydes d'azote. Les normes, en vigueur pour les installations neuves et dont l'application va être étendue aux installations existantes d'ici à 2015, correspondent à l'utilisation des meilleures technologies pour ces polluants. En conséquence, toutes les centrales à charbon actuellement développées en Europe sont propres selon ce critère précis. D'autre part, il faut considérer la question de la capture et du stockage du CO₂. Ce débat concerne la centrale à charbon propre de demain car, aujourd'hui, il n'en existe aucune. Nous n'en sommes qu'à un stade de développement et ne disposons que de prototypes, sachant que ceci est valable pour le charbon comme pour le gaz.

M. Michel Billout, rapporteur – Après la question visant à déterminer si le gaz est une énergie propre, nous pouvons nous interroger sur le point suivant : le gaz est-il une énergie durable ? C'est bien une interrogation qu'il faut soulever. On a le sentiment que la plupart des pays de l'Union Européenne ne misent pas sur le gaz uniquement en tant qu'énergie de pointe, mais aussi pour la base, ce qui pose deux types de problématiques. D'une part, si on sait que les réserves de gaz sur la planète sont supérieures aux réserves de pétrole, elles n'en demeurent pas moins limitées. Si le gaz devient une énergie très consommée parce qu'on aura misé plus fortement sur lui que sur d'autres sources, parce que l'investissement central est modéré ou parce qu'il représente une certaine rapidité de construction, donc de rentabilité, ne va-t-on pas réduire encore plus rapidement la durée de ces réserves ? D'autre part, il n'existe pas des réserves de gaz partout dans le monde et quelques gros producteurs jouent un rôle géostratégique au niveau planétaire, ce qui pose la question de l'indépendance de l'Union Européenne. En conséquence, n'est-ce pas dangereux de trop compter sur le gaz ?

M. Olivier Lecoïnte – Je crois qu'il serait dangereux de miser, de manière prépondérante, sur le gaz. Mais ceci est valable pour les autres moyens de production. S'agissant de la France, il faut déjà examiner d'où nous partons. La part du gaz dans la production d'électricité y est extrêmement faible. En dehors de la cogénération, le pays ne dispose que d'une seule centrale à gaz de grande taille, celle de DK6. La puissance installée totale est supérieure à 100 GW et les projets de cycles combinés à gaz ne représentent que quelques milliers de MW : le pays n'est donc pas dans une situation où les risques d'approvisionnement en gaz pour la production d'électricité ont atteint

un niveau critique. Cependant, avoir un développement du parc de production uniquement fondé sur le gaz n'est pas souhaitable et il faudra effectivement trouver un équilibre.

Quant aux réserves de gaz, elles sont certes limitées, ne représentant que vingt ans de plus que les réserves pétrolières et étant plus réduites, dans le temps, que celles de charbon. Il est également vrai que le gaz est une énergie importée. Mais, j'insiste sur le fait que Gaz de France veillant à maintenir une diversification de ses approvisionnements, nous disposons d'un équilibre très satisfaisant par rapport à bon nombre de nos voisins. Notre fournisseur le plus important est, d'ailleurs, la Norvège, pays européen et relativement proche de nous, qui représente 26 % de nos approvisionnements. Ensuite se succèdent la Russie, l'Algérie et un certain nombre de producteurs comme l'Égypte et les Pays-Bas : nous avons donc veillé à assurer une diversification de nos fournitures.

Encore une fois, le fait de viser un dispositif reposant entièrement sur le CCG ne serait pas raisonnable. Mais le gaz a toute sa place dans l'activité de pointe et de semi-base.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Je souhaite vous interroger sur votre stratégie d'entreprise. Vous êtes un nouvel arrivant sur le secteur et les ENR n'entrent pas du tout dans votre cœur de métier. Vous avez cherché et jeté votre dévolu sur une structure dans laquelle vous n'êtes pas majoritaire. De son côté, EDF a opté pour un autre dispositif en introduisant en bourse sa filiale. Existe-t-il des parallélismes entre ces stratégies d'entreprise ? En d'autres termes, avec Maïa Sonnier, vous avez créé une filiale dédiée à l'éolien. Que faites-vous pour les autres ENR ? Êtes-vous acheteurs des autres entreprises qui sont à vendre sur le marché et dont vous faites fortement monter les prix ? Enfin, le centre de gestion de Maïa Eolis, en Haute Picardie, affirme gérer en télécommande toutes les éoliennes situées entre Dunkerque et Nancy, soit 500 MW. Ceci signifie-t-il, sachant que l'éolien pose quelques problèmes en termes d'équilibre de réseau en cas de disjonction non prévue, que le démarrage et l'arrêt de ces 500 MW resteront aux mains d'un seul opérateur ? Est-ce là l'objectif poursuivi ?

M. Olivier Lecoq – Notre développement dans les ENR n'est pas limité à l'éolien, même si Maïa Eolis représente bien, pour nous, un véhicule de développement dans ce secteur. Nous sommes, certes, partis plus tard que EDF, mais notre démarche n'est pas si différente que la sienne. Au départ, EDF a cherché un partenariat avec une entreprise ayant déjà développé des compétences et des projets. De la même manière, nous cherchons à nous appuyer sur un acteur aux caractéristiques similaires en matière d'énergie éolienne, et nous sommes également présents dans le domaine de la biomasse. Nous répondons aux appels d'offre lancés par la CRE et, à travers notre filiale de services Cofathec, nous intervenons également dans le secteur en France et en Italie, où nous exploitons plusieurs installations et développons des projets. Pour le moment, nous n'avons pas prévu de faire évoluer le capital de Maïa Eolis : la société vient à peine d'être créée et ses fonds propres lui permettent

d'atteindre les objectifs de développement de 1 000 MW que nous nous sommes fixés. Même si cette situation peut évoluer à l'avenir, il n'est pour l'instant pas question d'une évolution capitalistique de la structure. Par ailleurs, comme beaucoup d'acteurs, nous examinons les différentes opportunités pouvant se présenter, en France et ailleurs, dans le domaine des ENR. Gaz de France est un acheteur raisonnable et je pense qu'il le restera. Enfin, le centre d'Estrées, en Picardie, est le centre d'exploitation et de maintenance de Maïa Eolis. Si l'ensemble de la téléexploitation est effectivement réalisé depuis ce centre, il ne s'agit pas réellement de téléconduite, puisque les éoliennes démarrent de manière autonome, mais plutôt de télésurveillance. De nouveau, je ne sais pas ce que deviendra cette organisation à l'avenir : son évolution dépendra certainement de notre développement. En tout état de cause, les projets de Maïa Eolis qui arriveront prochainement en exploitation sont situés dans la partie Nord de la France, le Nord-Pas-de-Calais, la Picardie et la Champagne-Ardenne étant concernés à court terme. Nous restons donc sur une dominante géographique axée sur le Nord de la France et, à ce titre, le centre d'Estrées est bien situé pour assurer la télésurveillance des machines. Si nous étions conduits à nous développer, de manière significative, dans d'autres régions, ce dispositif pourrait évidemment être revu.

Mme Nicole Bricq – Concernant la flexibilité, pouvez-vous nous expliquer ce que vous entendez par l'accroissement des capacités de stockage de gaz ? Que représente concrètement cet accroissement ? Entendez-vous créer de nouveaux centres de stockage ?

M. Olivier Lecoite – D'une manière générale, il faudra de nouveaux stockages et nous allons nous retrouver, en Europe, avec un problème d'insuffisance des capacités de stockage. En effet, un certain nombre de ressources en gaz est situé à proximité des zones de consommation, notamment le gaz britannique de la mer du Nord. Pour cet approvisionnement, nous n'avons pas besoin de capacités de stockage car le gisement est suffisamment proche des lieux de consommation pour pouvoir jouer ce rôle. Mais ces réserves décroissent, la production diminue, et nous nous tournons désormais vers des productions lointaines qui seront approvisionnées par des infrastructures coûteuses qu'il faudra rentabiliser par une utilisation aussi régulière que possible. Par ailleurs, si les CCG se développent en utilisation de semi-base, il faudra être en mesure de stocker le gaz lorsqu'il n'est pas utilisé pour la production d'électricité. Ce développement répond, d'une part, aux besoins d'investissement des systèmes électriques européens et à la croissance de la demande, mais il est, d'autre part, accru par l'essor de productions telles que les éoliennes.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie pour cette intervention.

Total
21 mars

M. Philippe Sauquet, directeur Stratégie Gaz Electricité

M. Bruno Sido, président – Nous recevons maintenant Philippe Sauquet, directeur Stratégie Gaz Electricité de Total, que je remercie vivement d'avoir répondu à l'invitation de notre mission commune d'information. Dans un premier temps, nous écouterons votre exposé, avant de vous poser quelques questions.

M. Philippe Sauquet, directeur Stratégie Gaz Electricité de Total - Je vous remercie pour cette invitation. Je serai aujourd'hui amené à évoquer le thème de l'électricité, sur lequel Total n'est pas considéré comme l'un des acteurs les plus en vue. Notre position d'acteur mondial dans le domaine de l'énergie nous confère toutefois un point de vue particulier, qui diverge quelque peu de celui d'autres acteurs. Nous avons préparé un document pour étayer notre présentation. Avant cela, je tenais à vous exposer la place de Total sur ce secteur.

Total occupe le quatrième rang mondial dans le domaine du pétrole, de même que dans celui du gaz. Nous sommes aujourd'hui présents dans toutes les grandes régions productrices de gaz. En Mer du Nord, nous travaillons au Royaume-Uni, en Norvège et aux Pays-Bas. Nous exploitons une petite production, insuffisante à notre goût, à Lacq, en France. Nous sommes également implantés sur le continent africain, en Algérie et au Nigeria. Nous nous apprêtons par ailleurs à exporter du gaz à partir de l'Angola. Nous sommes en outre bien présents au Moyen Orient, dans toutes les grandes régions riches en gaz que sont Abu Dhabi, le Qatar, le sultanat d'Oman et l'Iran. Sur le continent asiatique, nous détenons des positions en Indonésie et en Thaïlande. Enfin, nous espérons pouvoir entrer bientôt en Australie.

Bien évidemment, notre rang est nettement inférieur si nous intégrons dans le classement les compagnies nationales détentrices exclusives des ressources des pays producteurs. Néanmoins, nous travaillons depuis longtemps en partenariat avec ces sociétés. Ces partenariats apparaissent d'autant plus équilibrés que nous occupons également une position en aval de la chaîne. Nous sommes en effet impliqués dans l'approvisionnement et le marketing à l'intérieur des pays consommateurs. Les pays producteurs nous confient la mission de commercialiser leurs réserves de gaz. Les partenariats que nous nouons peuvent prendre la forme de contrats long terme. Ces derniers sont très fréquents sur les marchés fermés à la concurrence, où un monopole d'importation a été édicté. Plus récemment, nous avons développé des positions marketing sur des marchés ouverts. Nous garantissons de ce fait aux compagnies nationales un accès de leurs ressources à ces marchés. Par ailleurs, nous détenons des positions logistiques dans les terminaux de re-

gazification pour le gaz naturel liquéfié ou dans les gazoducs. Nous souhaitons en fait être présents dans tous les secteurs qui nous semblent essentiels pour l'acheminement des réserves sur le marché.

Nous sommes ainsi impliqués, aux côtés de nos partenaires des pays producteurs, dans des contrats long terme au Brésil, au Japon, au Mexique, en Corée, à Taïwan et en Thaïlande. Nous détenons en outre des positions marketing sur plusieurs marchés ouverts. Nous commercialisons ainsi auprès de clients nationaux nos réserves et productions gazières. C'est le cas au Royaume-Uni, où nous occupons l'un des tous premiers rangs avec 15 % de part de marché. Nous sommes historiquement présents en France, où nous saisissons l'opportunité que représente l'ouverture du marché pour maintenir et accroître notre présence. Notre filiale TEGAZ y est désormais implantée. Nous sommes également présents en Espagne, où nous avons décidé de pousser un peu plus loin le partenariat avec les compagnies nationales. Nous sommes en effet désormais associés avec Sonatrach pour le marketing du gaz dans la péninsule ibérique. Nous détenons également des positions marketing aux Etats-Unis, en Inde, en Argentine, au Chili, etc. En matière de logistique, grâce au développement prévisible du gaz naturel liquéfié (GNL), nous avons pris position dans cinq terminaux, opérationnels (Mexique, Inde) ou en construction (Etats-Unis, France, Royaume-Uni).

La génération électrique peut sembler a priori très éloignée de ces activités. Il n'en est rien. Nous avons toujours considéré cette activité comme un « aval gaz ». Les Combined cycle gas turbine » (CCGT) figurent parmi les meilleurs modes de transformation de l'énergie primaire en électricité. Néanmoins, jusqu'à présent, Total n'a jamais considéré la génération électrique comme une fin en soi. Nous n'avons jamais ambitionné de devenir un véritable acteur dans ce domaine sur des marchés ouverts à la concurrence, dans la mesure où une telle position nous imposerait de posséder des centrales à gaz, thermiques, nucléaires ou à charbon. Nous nous éloignerions de fait de notre cœur de métier.

Notre présence dans le domaine de la génération électrique se limite à quelques pays ciblés. Nous avons été un temps présents sur ce secteur en Grande-Bretagne, avant de céder nos actifs. Nous avons fait de même en Argentine, où nous occupions le deuxième rang parmi les producteurs, et le premier parmi les acteurs privés. En France, nous exploitons une cogénération importante, incluse dans le périmètre de la raffinerie de Gonfreville en Normandie. A Abu Dhabi, nous exploitons une autre cogénération importante ainsi qu'une usine de dessalement d'eau de mer. Nous sommes en outre présents sur ces mêmes créneaux en Thaïlande ainsi qu'au Nigeria.

Il relève de notre responsabilité de préparer le futur énergétique. A ce titre, nous avons l'intention de continuer à développer nos activités traditionnelles. Parallèlement, nous travaillons sur des options qui pourraient se révéler importantes pour le groupe comme pour l'approvisionnement énergétique des pays consommateurs, plus particulièrement l'Europe et la France. Cette mission, qui reste pour l'heure secondaire au sein du groupe,

représente néanmoins une part non négligeable de nos activités. A ce titre, nous sommes producteurs de charbon depuis plus de trente ans puisque nous exploitons des mines en Afrique du Sud. Après avoir longtemps considéré cette énergie comme appartenant au passé, le monde semble aujourd'hui redécouvrir ses vertus, même si son usage n'est pas sans inconvénients. Le charbon fait aujourd'hui figure d'option d'avenir pour de nombreux pays qui détiennent ou non des réserves importantes.

Nous avons par ailleurs investi le secteur du photovoltaïque il y a vingt-cinq ans. Notre constance dans ce domaine démontre bien que notre engagement n'est en rien dicté par un effet de mode. Il s'agit là en fait de la première énergie renouvelable dans laquelle Total ait investi. De façon plus récente, nous avons entrepris un développement dans l'éolien. Plus discrètement, nous nous engageons dans les énergies marines ainsi que dans les processus de transformation qui permettraient de contourner les contraintes relatives à la diminution des réserves de pétrole. Nous étudions plus particulièrement les possibilités de fabriquer des carburants liquides à partir de gaz, de charbon ou de biomasse.

Nous ne sommes pas des experts de la génération électrique. Pour autant, nous figurons au rang des acteurs énergétiques mondiaux. Nous sommes par conséquent pleinement concernés par les questions de sécurité d'approvisionnement.

En 2004, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a établi un bilan mondial de la production d'électricité et de chaleur. Ce bilan est assorti de projections au niveau mondial à l'horizon 2015 et à l'horizon 2030. Je me permettrai de revenir sur quelques évidences. L'électricité représente près de 40 % de la consommation d'énergie primaire au niveau mondial. Un acteur mondial de l'énergie ne saurait donc être indifférent à l'électricité. Celle-ci n'étant pas une énergie primaire, sa production implique une consommation d'énergie. Le rendement global atteint 44 %. Ceci signifie que, pour produire une puissance d'électricité donnée, nous consommons une puissance d'énergie primaire deux fois supérieure. Ce rendement varie fortement en fonction du mode de production. Il atteint bien entendu 100 % pour la production à partir d'énergies renouvelables. A partir du gaz, ce rendement reste légèrement supérieur à 50 %. Il descend sous la barre des 40 % avec le charbon et se réduit à hauteur de 33 % pour le nucléaire. La production d'électricité nucléaire dégage en effet beaucoup de chaleur, non utilisée par la suite. Bien souvent, cette énergie ne fait que réchauffer l'eau de la rivière adjacente à l'installation. Peut-être conviendrait-il de se pencher plus avant sur cette question.

Au niveau mondial, le charbon reste prédominant puisque 40 % de l'électricité utilisée actuellement dans le monde est produite à partir de cette matière première. Le gaz vient ensuite, représentant près de 20 % de la production mondiale d'électricité. Bien entendu, ce bilan global ne reflète pas les disparités importantes que l'on constate entre pays : ainsi, la Chine et les Etats-Unis s'appuient nettement plus sur le charbon alors que la Russie

privilégie le gaz. Le nucléaire arrive en troisième position, avec 16 % de la production électrique mondiale, tout comme l'hydroélectricité. Les énergies renouvelables, à l'exception de l'hydroélectricité, ne dépassent pas, au cumulé, plus de 2 % du total.

L'AEI a réalisé plusieurs scénarios pour l'avenir. Nous pouvons immédiatement écarter le scénario « business as usual » qui n'est en réalité qu'une extrapolation des tendances actuelles. Le scénario alternatif s'avère bien plus intéressant. Il intègre une réaction sur la base des préoccupations actuelles, en matière d'économies d'énergie et de lutte contre l'effet de serre. Ce scénario alternatif imagine une croissance de la consommation proche de 2 % par an. En effet, la demande d'électricité semble vouée à une croissance soutenue au cours des prochaines années. Elle devrait en tout cas progresser plus rapidement que le reste de la consommation énergétique. Malgré un certain effort contre le réchauffement climatique, la part des énergies fossiles dans la consommation d'électricité ne devrait que diminuer faiblement : 60 % en 2030 contre 62 % actuellement. Même si ces prévisions semblent discutables, il nous faut admettre que les énergies fossiles resteront pour longtemps encore incontournables. Dans cette optique, le captage et le stockage du dioxyde de carbone doivent être considérés dès maintenant comme des priorités dans l'optique de la lutte contre le changement climatique.

Ce scénario laisse apparaître pour le nucléaire une croissance plus rapide que dans le scénario « business as usual ». Pour tenir le rythme de ce scénario, il serait nécessaire de construire chaque année six tranches nucléaires supplémentaires. Malgré cela, le nucléaire voit sa part relative reculer pour atteindre 14 %. L'hydroélectricité connaîtrait pour sa part une certaine stabilité. Ce mode de production a pour avantage d'être relativement économique et de ne pas poser de grands problèmes sur le plan environnemental. Néanmoins, ses opportunités de développement restent limitées. Les autres énergies renouvelables connaîtraient pour leur part une croissance très soutenue pour atteindre 7 à 8 % de la production électrique totale. A lui seul, l'éolien représenterait la moitié de ce total. Cette énergie sera assurément amenée à jouer un rôle incontournable au cours des années à venir. Aucune autre énergie renouvelable ne peut se prévaloir d'un tel potentiel de croissance. Ce n'est vraisemblablement qu'au-delà de 2030 que le photovoltaïque entamera réellement son décollage.

Notre document propose également une comparaison des coûts de production permettant de déterminer à partir de quel coût la construction d'une nouvelle centrale se justifie. Le schéma que nous vous proposons s'appuie sur une condition de rentabilité avoisinant 11 %. Il s'agit là d'une hypothèse raisonnable pour un acteur privé dans le cadre d'investissements qui ne sont pas dénués de tout risque. Sur la base d'un tel taux et des coûts 2006, il apparaît que le nucléaire, le gaz et le charbon atteignent aujourd'hui des performances comparables, autour de 60 ou 70 euros par mégawattheure. La centrale combinée avec gazéification du charbon intégrée (IGCC), qui

présente des avantages certains en termes de capture du CO₂, demeure une technologie coûteuse. Au-delà des problèmes techniques liés à la combustion de l'hydrogène dans une turbine, ce seul fait explique certainement les hésitations des investisseurs. Le charbon coûte en moyenne 20 euros la tonne. En Europe, la taxation du dioxyde de carbone atteint des niveaux très proches de ce seuil. Cet élément ne saurait donc être négligé. Il est à noter que les éléments indiqués s'appliquent à des centrales fonctionnant en base. Dans tous les autres cas, le nucléaire semble hors jeu, notamment pour des raisons techniques : le coût du mégawattheure atteindrait au minimum près de 120 euros, alors qu'il ne dépasse pas 80 euros pour les CCGT et 100 euros pour le charbon.

Cette vision économique s'appuie sur des facteurs qui seront amenés à évoluer dans le temps. Par ailleurs, elle doit être complétée par une analyse intégrant d'autres éléments. Le scénario alternatif de l'AIE concernant l'Europe s'appuie sur une stabilisation des émissions de gaz à effet de serre, alors qu'elle s'est elle-même dotée d'objectifs plus ambitieux en la matière. L'Europe présente pour première particularité un rendement supérieur à celui attendu à l'échelle mondiale (46 % contre 44 % au niveau mondial pour le charbon et le gaz). Par ailleurs, la consommation d'électricité doit y croître moins rapidement que dans le reste du monde. Ce constat semble toutefois logique dans la mesure où les pays européens sont plus matures en matière d'énergie. D'ici 2030, la part du charbon doit y reculer de manière sensible, passant de 29 % aujourd'hui à 18 % à cette date. Une telle transformation permettrait de réduire de manière notable les émissions de gaz à effet de serre. Le gaz, qui émet deux fois moins de CO₂ au mégawattheure que le charbon, verrait sa part s'accroître. Réunies, les énergies fossiles représenteraient ainsi toujours près de 40 % de la production totale d'électricité, contre 50 % aujourd'hui. Chacun peut dès lors comprendre que, pour réaliser de véritables avancées en matière de lutte contre l'effet de serre, il devient fondamental de développer les technologies de captage et séquestration du CO₂.

A l'horizon 2030, la part de marché du nucléaire semble vouée à la régression, puisqu'elle passerait de 29 % à 20 %. Un tel recul correspondrait à l'arrêt d'une vingtaine de centrales. La France occupe une position à part dans ce domaine, mais il est vraisemblable que les autres pays européens attendront 2030 et le nucléaire de quatrième génération pour relancer leurs programmes. En attendant, le nucléaire devrait perdre du terrain. Dans le scénario de l'AIE, la part de l'hydroélectrique semble en revanche vouée à légère progression, de 14 % aujourd'hui à 16 % en 2030. Nous estimons cependant qu'il faudrait un développement très volontariste de cette énergie pour atteindre de tels résultats. Les énergies renouvelables gagneraient pour leur part plus de 18 points, passant ainsi de 4 % à 22 % de part de marché. Néanmoins, ce scénario, qui apparaît très ambitieux, reste nettement inférieur aux objectifs de 20 % d'énergies renouvelables dans l'énergie primaire à l'horizon 2020 fixés par l'Union européenne. En cumulant hydroélectrique et autres énergies renouvelables, le cumul atteint 36 %, soit 14 % de l'énergie primaire.

Ainsi que je l'ai indiqué, selon le scénario de l'AIE, les énergies renouvelables devraient voir leur part progresser de 18 points d'ici 2030. La moitié de cette progression sera à mettre à l'actif de l'éolien. Cette énergie apparaît incontournable. Le solaire reste pour sa part modeste et n'est crédité que de 2 % de la production totale. Le développement du photovoltaïque ne devrait pas décoller avant 2030.

La progression du gaz contribuera à réduire les émissions de CO₂. Cependant, nous pouvons nous demander si cette évolution est raisonnable au regard de l'indépendance énergétique de l'Europe. Sur ce sujet, le groupe Total a établi un scénario assez proche de celui des autres prévisionnistes. Il présente toutefois l'avantage de détailler les approvisionnements fournisseur par fournisseur. La croissance de la demande doit atteindre 2 % par an. Ce chiffre intègre les prévisions de croissance de la génération électrique sur base gaz. La production européenne doit se tarir peu à peu, notamment en Mer du Nord. De fait, en 2030, les importations devraient atteindre 64 % de la demande, contre 45 % aujourd'hui. A première vue, ce chiffre peut sembler inquiétant.

Nous estimons que les importations en provenance de Russie devraient plafonner autour de 200 Gm³, alors que l'Algérie ne devrait pas dépasser les 80 Gm³. Leur part de marché devrait par conséquent rester relativement stable. Ensemble, ces deux pays, qui sont les deux premiers fournisseurs de l'Europe, devraient se tailler une part de marché autour de 36 %. En fait, la croissance des importations devrait s'accompagner d'une diversification de nos sources. Nos importations de GNL en provenance du Moyen-Orient devraient progresser nettement. A eux trois, le Qatar et l'Iran et, dans une moindre mesure, Oman représenteront certainement près de 10 % de nos importations à l'horizon 2020. Le GNL atlantique (Nigéria et Trinidad) pourrait fournir 7 % de nos importations totales à cette même date, tandis que la Méditerranée (Egypte, Libye et Caspienne) obtiendrait, selon ce scénario 5 % du marché des importations européennes. Ce mouvement de diversification, assez rassurant, devrait faire progresser la sécurité d'approvisionnement.

Par ailleurs, il serait dommageable de céder à des craintes infondées sur la viabilité des deux fournisseurs historiques, à savoir la Russie et l'Algérie. En ce qui concerne la Russie, nous l'affirmons avec d'autant plus de détachement que nous ne sommes pas implantés dans ce pays en tant que producteur de gaz. Jusqu'à présent, nos tentatives dans ce pays se sont soldées par des échecs, mais nous ne désespérons pas pour autant. La Russie fournit l'Europe depuis maintenant une trentaine d'années. Les opinions ont été marquées par la coupure d'approvisionnement de deux jours qui s'est produite en janvier 2006. Cette coupure ne représentait toutefois que l'équivalent de 0,1 % de l'approvisionnement européen en gaz sur cette période. De plus, il est à noter que la Russie a procédé à cette coupure afin de peser sur les négociations avec l'Ukraine, en vue de l'alignement sur les tarifs

internationaux des tarifs appliqués à ce pays. L'OCDE réclamait depuis longtemps un tel ajustement.

Une seconde coupure est intervenue au cours de l'hiver 2006, particulièrement rigoureux en Russie. Elle affectait pour l'essentiel l'Italie et résultait de difficultés d'ordre technique. Là encore, cette coupure ne représentait que 1 % de la demande italienne sur la période concernée. L'impact s'est donc avéré limité. De tels incidents sont d'ailleurs assez fréquents. La Grande-Bretagne a ainsi récemment connu un problème d'une ampleur nettement plus importante avec l'incendie du centre de stockage de Rough. A lui seul, cet incident est responsable de la perte de 70 millions de m³ par jour, soit 20 % des approvisionnements quotidiens britanniques.

La question de la sécurité d'approvisionnement ne saurait être négligée. Il nous faut préserver la diversité de nos fournisseurs, tout en restant conscients du fait que, compte tenu des investissements consentis par les producteurs, nous devrions parler d'interdépendance plutôt que de dépendance. Le développement des stockages au plus près des marchés apparaît aujourd'hui comme une priorité. La France est aujourd'hui correctement dotée en la matière. Elle doit cependant poursuivre son effort pour maintenir la croissance de ses capacités de stockage.

Je ne rentrerai pas dans les détails des causes de la panne du 4 novembre. Je suis en effet persuadé que les experts s'étant succédés ici ont expliqué de manière claire ce phénomène. Je me permettrai cependant d'insister sur un point : en matière d'énergie électrique, la sécurité d'approvisionnement passe nécessairement par un effort sur la satisfaction de la demande de pointe. Certes, il s'agit là d'une tâche difficile, dans la mesure où elle exige la mobilisation de capacités de production rarement utilisées. Aujourd'hui, en France, une capacité équivalente à 11 000 mégawatts (MW) n'est mise en service que moins de 250 heures par an, c'est-à-dire 3 % de l'année. La satisfaction de la demande de pointe nécessite de prendre en compte un faisceau de contraintes techniques et économiques. Dans ce contexte, le fioul et les produits pétroliers peuvent jouer un rôle intéressant. EDF en est pleinement conscient. L'électricien français a en effet décidé l'an dernier de remettre en service 2 600 MW de groupes fioul lourd, afin que ces capacités participent à la satisfaction de la demande de pointe dès 2009-2010. Le fioul constitue une réponse d'autant plus intéressante qu'il est aisément stockable. Les produits pétroliers représentant une énergie très concentrée, les coûts de ce stockage s'en trouvent nettement amoindris.

Plusieurs projets de CCGT ont été lancés sur le territoire français, pour une capacité totale de 5 400 MW. Afin d'assurer une sécurité d'approvisionnement maximale, il serait bon que ces CCGT puissent fonctionner sur distillat pétrolier. Lorsque les températures réelles sont plus basses d'un degré que les prévisions, il est nécessaire de mobiliser 1 500 MW rapidement, alors que la consommation de gaz croît parallèlement de 12 millions de m³. Dans un tel cas de figure, il serait très profitable de disposer de 1 500 MW provenant de CCGT capables de basculer du gaz au

distillat et 1 500 MW supplémentaires capables de démarrer immédiatement sur gazole. Le problème se trouverait ainsi instantanément résolu. Le fait d'équiper ces nouvelles CCGT d'un bac de diesel nous apparaît de nature à contribuer fortement à la sécurité d'approvisionnement électrique en situation de pointe.

Alors que l'Europe utilise encore en quantités non négligeables le charbon pour produire de l'électricité, la France semble s'être détournée de cette source d'énergie. Pourtant, les réserves sont encore considérables. Le monde dispose en effet d'au moins 150 ans de réserves avérées de charbon. Par ailleurs, cette énergie hautement compétitive reste quatre fois moins chère que le gaz et six fois moins chère que le pétrole. Son inconvénient premier réside dans le fait qu'elle produit une tonne de CO² par mégawattheure, soit le double du gaz. Elle n'en est pas moins incontournable au niveau mondial et conserve une place de choix au niveau européen, à condition de développer le stockage et la séquestration du dioxyde de carbone. A nouveau, nous constatons à quel point cette question doit devenir une priorité pour l'Europe.

Total est largement impliqué sur ces techniques de captage et de séquestration. Notre groupe travaille ainsi à la fois sur l'oxycombustion et la boucle chimique. Cette deuxième technique, plus novatrice, vise, comme la première, à séparer l'azote du CO₂. Au terme de ces opérations, on ne récupère que du dioxyde de carbone et non un mélange de dioxyde de carbone et d'azote. Toutefois, il reste beaucoup de travail à fournir sur les techniques de stockage, sans lesquelles le captage s'avère inutile. Plusieurs expériences sont en cours. C'est notamment le cas sur le champ de Sleipner, en Mer du Nord, où tout le CO₂ émis fait l'objet d'un stockage géologique, réalisé en partenariat avec Statoil. Nous souhaitons par ailleurs entreprendre une opération de stockage de gaz à Lacq dans un ancien champ déplété, dans le cadre de nos travaux sur l'oxycombustion.

Le développement des énergies renouvelables semble incontournable, mais il ne saurait être pratiqué à n'importe quel coût. Nous avons réalisé une étude sur les coûts de l'énergie éolienne off-shore et on-shore, en prenant en compte des données de RTE et en intégrant le coût du back-up.

M. Bruno Sido, président – Pouvez-vous nous préciser ce que vous entendez par CAPEX, OPEX et back-up ?

M. Philippe Sauquet, directeur Stratégie Gaz-Electricité de Total – Les CAPEX regroupent en réalité les investissements de dépôts, tels que les murs et les équipements, tandis que les OPEX désignent les frais opératoires que sont les coûts de la main d'œuvre et de la maintenance. Le back-up représente quant à lui le surcoût engendré par la nature aléatoire de la production d'origine éolienne. Il est en effet nécessaire de mobiliser des capacités supplémentaires pour pallier le manque de vent certains jours. Ces capacités sont généralement thermiques (gaz, fioul et charbon) ou hydroélectriques. Ce back-up vient s'ajouter aux réserves nécessaires pour couvrir les besoins de pointe.

Les études estiment le coût de ce back-up à six euros par mégawattheure (MWh). Ce chiffre résulte d'un calcul complexe, que les spécialistes de RTE pourraient vous expliquer. Ce coût varie en fonction de la part de l'éolien dans le bouquet énergétique français. Il augmente naturellement avec la place de cette énergie. Ce chiffre de six euros par MWh est calculé à partir d'une hypothèse plaçant l'éolien autour de 10 % à 15 % de la production française. Habituellement, le coût du back-up n'est pas précisé dans les études, qui, de fait, disqualifient d'emblée l'éolien, jugé non rentable. Il nous semble préférable d'intégrer cet élément pour effectuer une véritable comparaison.

Nous nous apercevons ainsi que l'éolien on-shore est aujourd'hui proche de la rentabilité économique face aux autres énergies. Néanmoins, cette assertion ne vaut que si l'éolien conserve une part raisonnable dans le total de la production française. Quant à l'éolien off-shore, s'il présente certains avantages, par rapport à l'éolien terrestre, son coût reste cependant aujourd'hui prohibitif. Nous estimons cependant qu'il est nécessaire de poursuivre les expériences dans ce domaine.

M. Bruno Sido, président – Vous n'avez donc pas l'intention de surenchérir sur Areva ?

M. Philippe Sauquet – Cela n'est pas prévu. Sur le créneau éolien, nous sommes aujourd'hui positionnés en tant que promoteurs de parcs. Nous disposons ainsi d'un parc expérimental à Dunkerque. Il s'agit de notre première expérience dans ce domaine. Nous aurons d'ailleurs le plaisir de vous y accueillir prochainement. Ce projet pilote porte sur une capacité de 12 MW, qui représentait à l'époque le maximum dans le cadre du tarif de reprise. Il nous a permis d'acquérir une certaine expérience en la matière. Depuis, nous avons monté deux autres projets, nettement plus ambitieux. Le premier, implanté à Mounès dans l'Aveyron, représente une puissance de 90 MW. Il est issu d'un appel d'offres des pouvoirs publics que nous avons remporté. Le second consiste en la réalisation d'un parc off-shore au large de Dunkerque. Ce projet n'avait pas été retenu dans le cadre de l'appel d'offres sur l'éolien off-shore, appel d'offres qui n'avait d'ailleurs pas donné satisfaction quant à la puissance installée. Mais le rachat d'équipementiers n'entre pas du tout dans notre stratégie. Je suis maintenant prêt à répondre à vos questions.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie pour cet exposé très intéressant. Votre Directeur général, Christophe de Margerie, a annoncé que Total prendrait prochainement pied dans le nucléaire. Cette mutation passera-t-elle par l'exploitation de centrales ?

M. Philippe Sauquet – Actuellement, Total n'est pas complètement désengagé du nucléaire. Nous avons en effet longtemps exploité des mines d'uranium. Par la suite, nous avons défini une stratégie afin de devenir l'actionnaire de référence de la COGEMA. Dans ce cadre, nous avons apporté nos mines à cette entreprise. Nous souhaitons alors nous développer dans le

domaine du cycle du combustible, qui constitue l'un des maillons majeurs de la chaîne. Dans un second temps, la COGEMA a absorbé Framatome pour devenir Areva. Le cycle du combustible ne constituait alors plus le cœur de l'activité du groupe. C'est pourquoi nous conservons une position d'observateur privilégié, en tant qu'actionnaire très minoritaire du groupe Areva.

Notre réflexion sur le nucléaire résulte d'une analyse du contexte et de notre volonté de participer au futur énergétique de la France. Nous estimons que le nucléaire sera amené à jouer un rôle de tout premier plan d'ici à 2050. D'ici là, nous restons quelque peu dubitatifs, car la nouvelle génération technologique ne sera vraisemblablement pas opérationnelle avant 2030. Pour l'heure, cette énergie conserve une place essentielle. Elle se développera d'autant plus vite que ses promoteurs parviendront à résoudre les problèmes qui ont été identifiés. Nous restons confiants sur ce plan. Le nucléaire ayant sa place dans le cocktail énergétique, aussi bien en France qu'en Europe ou que dans le monde, il est évident qu'un groupe d'envergure comme Total ne saurait s'en désintéresser. Il reste à déterminer quelle forme prendra cet engagement. Il est possible que notre groupe devienne producteur d'électricité nucléaire. Néanmoins, cette mutation impliquerait certainement l'exploitation de centrales à gaz ou à charbon aussi bien que l'exploitation de centrales nucléaires. Cela nous amène à nous interroger sur la volonté profonde de Total de devenir demain un électricien. La question n'est pas infondée, mais elle n'a pas encore été tranchée. Le groupe pourrait aussi se replier sur les activités d'amont du cycle du combustible. Cette stratégie, qui était la nôtre par le passé, pourrait être réactivée prochainement si une opportunité se présentait. Pour l'heure, nous n'avons pas encore pris de décision.

Mme Nicole Bricq – Ma question est d'ordre plutôt géopolitique et porte plus précisément sur le charbon. Les Etats-Unis possèdent des réserves très importantes. Par ailleurs, les réserves avérées de charbon sont nettement plus conséquentes que celles des autres énergies fossiles. Dès lors, nous ne pouvons que nous interroger sur les intentions des Etats-Unis. N'ont-ils pas intérêt à miser sur le charbon comme successeur du pétrole, une fois les réserves de cet hydrocarbure épuisées ? Un tel raisonnement pourrait expliquer les efforts des USA en matière de captage et de stockage du dioxyde de carbone et leur rejet des protocoles de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Face à cela, les Européens doivent prendre position dans la compétition économique qui se déroule actuellement autour des énergies.

M. Philippe Sauquet – Vous avez entièrement raison. La question du charbon est fondamentale pour les Etats-Unis. Aujourd'hui, le charbon représente plus de 50 % de la production d'électricité. A l'avenir, cette énergie pourrait trouver de nouveaux débouchés aussi bien dans l'électricité que dans les carburants de substitution. Total s'intéresse aujourd'hui aux filières dites « x to liquids », qui permettent d'obtenir, par le biais d'un processus de

transformation, des carburants liquides à partir de biomasse, de charbon ou de gaz.

Les Etats-Unis consomment aujourd'hui des quantités colossales de carburants et disposent parallèlement du quart des réserves mondiales de charbon. A l'évidence, ils ont tout intérêt à développer l'usage de cette matière première. Le « coal to liquid » semble aujourd'hui prometteur. Là encore, ces changements ne pourront voir le jour sans le développement de techniques efficaces de captage et de stockage à long terme du CO₂. Les Etats-Unis, qui l'ont bien compris, ont mis sur pied des programmes de recherche ambitieux sur ce sujet. Par ailleurs, si l'échelon fédéral ne semble pas prêt à s'engager en faveur de la réduction des émissions de GES, certains Etats n'hésitent pas à prendre le contre-pied de cette position. Parallèlement, le Trésor américain finance également des programmes de recherche sur le « charbon propre », qui ne visent pas uniquement la réduction des émissions de SO₂, de NOX et de particules mais qui se penchent également sur la question du captage et du stockage du CO₂.

Mme Nicole Bricq – Les Etats-Unis explorent également les possibilités de développement de la filière nucléaire. Une telle attitude ne serait pas sans conséquence pour un gros producteur comme la France.

M. Jackie Pierre – A combien se montent les budgets de recherche chez Total ?

M. Philippe Sauquet – J'ai appris à quel point les chiffres pouvaient être trompeurs sur un tel sujet ! En matière de recherche et développement, Total se concentre essentiellement sur la détection de nouveaux gisements. Il s'agit là du métier de base de Total et le groupe y consacre naturellement plusieurs milliards d'euros chaque année. Ces montants peuvent paraître faramineux.

Si l'on retire ce volet, les sommes consacrées à la recherche et au développement semblent nettement plus modestes. Elles sont en fait proportionnelles à l'importance de ces activités pour le groupe. Souvent, en interne, nous nous interrogeons sur l'opportunité d'investir plus dans la recherche sur le photovoltaïque. En fait, les niveaux actuels d'investissement sont satisfaisants. Ce n'est pas forcément en injectant plus de crédits dans la recherche que nous parviendrons à trouver plus rapidement des solutions économiques. En la matière, il est bon d'inscrire notre effort dans la durée. C'est ainsi que nous prendrons les bons virages au bon moment, car il ne sert à rien d'aller trop vite.

Je ne sais si ma réponse vous satisfait pleinement. Je veux cependant insister sur le fait que la recherche pétrolière fait, selon nous, partie intégrante de notre effort de recherche. Chaque année, nous dépensons deux milliards d'euros sur ces investissements considérés comme à risque.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie pour cet exposé très fourni.

**Groupement des producteurs autonomes d'énergie hydroélectrique
(GPAE)
18 avril**

Mme Anne Penalba, présidente, et M. Hugues Albanel, vice-président

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie, Madame, d'avoir accepté notre invitation en tant que présidente du Groupement des producteurs autonomes d'énergie hydroélectrique (GPAE). Cette mission commune d'information du Sénat est chargée d'étudier la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la France et les moyens de l'assurer. Nous procédons à un certain nombre d'auditions et effectuons également des déplacements en Europe, afin de voir comment cette question est abordée dans d'autres pays. Nous aimerions vous entendre sur votre activité, connaître l'importance des entreprises adhérentes de votre groupement au regard de la production totale française et, enfin, savoir en quoi vous participez à cette sécurité de l'approvisionnement. Votre exposé liminaire sera suivi de questions de notre part.

Mme Anne Penalba, présidente du Groupement des producteurs autonomes d'énergie hydroélectrique (GPAE) – Je vous remercie, M. le président. Je commencerai par vous présenter les personnes qui m'accompagnent. Hugues Albanel, vice-président du GPAE, a été le premier président de notre groupement et Olivier Roussel exerce les fonctions de délégué général du Groupement.

Le GPAE, que j'ai le plaisir de présider, existe depuis dix ans. Il compte, outre 300 producteurs autonomes, la petite hydroélectricité d'Electricité de France (EDF) et ses filiales, la Société hydraulique d'études et de missions d'assistance (SHEMA) et les Forces hydrauliques de Meuse (FHYM), la Société hydroélectrique du midi (SHEM), qui est maintenant sous le contrôle d'Electrabel-Suez, et la Compagnie nationale du Rhône (CNR), qui nous a rejoints plus récemment. Cet ensemble d'adhérents représente environ 4 200 mégawatts (MW) de puissance installée, totalise 16 térawattheures (TWH) productibles par an et compte 380 centrales.

Je m'exprimerai essentiellement aujourd'hui au nom de la petite hydroélectricité, puisqu'il s'agit de la vocation du GPAE depuis sa création. Je dirai néanmoins un mot en préambule de la place de l'hydroélectricité dans la production électrique française.

J'ai toujours grand plaisir à rappeler que l'hydroélectricité est la première des énergies renouvelables, historiquement d'abord, mais également en proportion et en importance. En moyenne, l'hydroélectricité en France représente 67 TWh, soit 97 % de la production d'électricité renouvelable. La puissance de modulation de l'hydroélectricité, c'est-à-dire sa capacité à répondre aux besoins de consommation de pointe, constitue l'une de ses qualités essentielles : nous pouvons mobiliser en quelques minutes des

puissances tout à fait considérables puisque la puissance de modulation est estimée à 20 000 MW sur les 24 000 MW d'hydroélectricité installés en France. Il faut ainsi rappeler que, lors de la panne du 4 novembre 2006, 5 000 MW ont pu être mobilisés extrêmement rapidement pour contribuer à redresser le réseau.

Nous considérons que toutes ces qualités rendent l'hydroélectricité, à la fois dans son parc existant et dans ses capacités de développement, absolument indispensable à la France pour atteindre l'objectif de lutte contre l'effet de serre. Pour le moment, le premier objectif fixé est d'atteindre 21 % d'électricité renouvelable consommée en 2010 : nous sommes, à la fois par notre existence et par le développement possible, tout à fait prépondérants pour répondre à cet objectif. Mais les objectifs de l'Union européenne sont devenus plus ambitieux et, à l'horizon 2020, 20 % de l'électricité consommée devra être issue de sources renouvelables. En outre, il est bien évident que nous contribuons à l'indépendance énergétique du pays. Enfin, nous ne consommons pas d'énergie fossile et n'émettons pas de gaz à effet de serre.

La petite hydroélectricité est essentiellement produite par des centrales d'une puissance inférieure à 10 MW, ce chiffre un peu artificiel étant considéré comme une moyenne au niveau de l'Union européenne. Ainsi, bien que le seuil de l'obligation d'achat soit de 12 MW, les petites installations sont définies comme étant celles dont la puissance se situe en dessous de 10 MW. Cette petite hydroélectricité représente en France environ 1 800 centrales, 2 000 MW de puissance installée et 8 TWh de production annuelle moyenne, dont 3 TWh hors des centrales EDF et Suez. Pour mémoire, l'éolien produit aujourd'hui 2 TWh.

La majorité de nos centrales fonctionne au fil de l'eau - il n'existe donc pas de capacité de stockage et de modulation -, en moyenne 4 000 heures par an à plein régime. Les installations sont pour la plupart d'une puissance inférieure à 4,5 MW, qui correspond au seuil de puissance du régime de l'autorisation : au-dessus de ce seuil, les centrales relèvent du régime de la concession. Le fil de l'eau induit un problème en termes de prévisibilité et de garantie de production. En France, nous disposons cependant d'une relativement bonne prévisibilité en raison du foisonnement des installations, qui sont réparties très largement sur le territoire, essentiellement dans les départements de montagne et, en plaine, dans ceux traversés par des cours d'eau. Nous référant à une étude menée par EDF dans les années 1995-1997, nous considérons que la puissance garantie correspond à environ 45 % du parc installé. En outre, il existe une marge de progression en matière de prévisibilité et nous pourrions améliorer ce système avec des modèles météorologiques. Dans la mesure où, d'ici quelques années, nous allons sans doute devoir devenir des acteurs de marché et vendre notre production hors obligation d'achat, ce sont des questions que nous commençons à observer de plus près.

J'en viens au parc existant et à nos capacités de développement. Je voudrais commencer par battre en brèche l'idée, communément reçue, qui

voudrait que l'hydroélectricité soit très largement développée en France et qu'elle n'ait plus de capacités de progression. Jusqu'à ces dernières années, les responsables vivaient avec cette idée et pensaient qu'il fallait en priorité accroître les autres énergies renouvelables. Or, nous avons fait savoir que nous disposions d'une capacité de développement importante. A la demande de Thierry Breton, Fabrice Dambrine, chargé du développement durable au ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, a rédigé un rapport sur le potentiel de développement de l'hydroélectricité en France. Il en ressort que le potentiel total de ce secteur, abstraction faite de toute considération d'ordre écologique, est estimé à 28 TWh. Le mérite du rapport Dambrine est d'indiquer que l'application de toutes les contraintes environnementales existantes conduit à diminuer ce nombre à 13 TWh : nous perdons donc une grande capacité du fait des contraintes environnementales, ce qui met en exergue que la volonté du peuple français détermine le positionnement du curseur environnemental et le développement économique. La production pourrait être substantiellement accrue par le déplacement du curseur et la réduction des contraintes.

La programmation pluriannuelle d'investissement (PPI) à l'horizon 2015 prévoit quant à elle une augmentation de 2 000 MW de puissance installée -je vous fais grâce de tout ce qui est prévu au niveau des stations de transfert par pompage-, qui représentent 7 TWh de production. 2 TWh résulteraient de l'amélioration de l'existant et des rénovations, c'est-à-dire à la fois de l'augmentation de la puissance des installations existantes et des rénovations d'installations mal entretenues ou totalement à rénover, dont 1 TWh spécifiquement en petite hydroélectricité. A cela s'ajouteraient 2 TWh de nouvelles installations en petite hydroélectricité, ainsi que 1 TWh résultant de la rationalisation de l'utilisation des moulins équipés de turbines. Il ne faut pas négliger ce patrimoine situé sur les cours d'eau français : André Flajolet a eu plaisir à souligner, lors de notre colloque du 16 janvier, l'importance du patrimoine français en petits moulins, qui peuvent être équipés de petites turbines. Nous estimons que ces petites installations sont importantes : non seulement elles peuvent produire 1 milliard de kilowattheures, en tenant compte de l'environnement économique et écologique entourant ce type d'installations, mais leur activité permet d'associer l'entretien des cours d'eau et des canaux. Enfin, 2 TWh sont du ressort de la moyenne et grande hydraulique, qui concerne les réalisations possibles des grands acteurs hydroélectriciens.

Notre activité a connu une grande actualité ces deux dernières années. Nous avons en effet du mal à réconcilier électricité et eau : nous faisons de l'électricité avec de l'eau mais nous sommes tiraillés entre nos capacités de production électrique et notre expertise en la matière, et les préoccupations environnementales sur la qualité de l'eau. Le nouveau cadre législatif dont nous disposons à l'heure actuelle, constitué par la loi d'orientation et de programmation énergétique et la loi sur l'eau, est tout à fait favorable : votées en toute cohérence, ces lois ont permis de réinscrire la question de

l'hydroélectricité dans le paysage énergétique français et, en ce qui nous concerne, elles contiennent d'excellentes mesures. Dans ce nouveau cadre favorable, je citerais également à nouveau le rapport de Fabrice Dambrine, ainsi que les objectifs du troisième paquet énergétique prévoyant les trois fois 20 %, puisque chacun sait que l'hydroélectricité devra très largement participer à la réalisation de ces objectifs.

Concernant les enjeux du développement, il importe également de rappeler l'expertise française en matière d'hydroélectricité. L'expérience et la compétence de la France dans cette filière sont historiquement extrêmement importantes. Malheureusement, nous sommes un peu en difficulté à l'heure actuelle : en effet, depuis les années 1990, moment où ont émergé les préoccupations environnementales, très peu de nouveaux équipements ont été réalisés. Ainsi, les entreprises françaises travaillent désormais beaucoup à l'export, moins sur le territoire national, ce qui est regrettable : le savoir-faire français s'exporte, ou pire, est repris par des entreprises étrangères. Or, il importe de conserver cette expertise, non seulement pour permettre de nouveaux développements mais aussi pour sauvegarder le parc existant et l'entretenir au mieux. Les enjeux sont à la fois énergétiques et économiques, parce que nos petites installations sont localisées dans des zones soit rurales, soit de montagne, qui ne sont pas beaucoup industrialisées. Or, les petites industries de l'hydroélectricité assurent des revenus en matière de taxes locales et génèrent un certain nombre d'emplois au niveau du gardiennage des centrales et des travaux électriques, mécaniques, de génie civil ou d'entretien des cours d'eau. Ces emplois sont loin d'être négligeables, en particulier pour des communes de montagne.

Nous rencontrons donc, dans ce contexte général, des problèmes liés à cette difficulté d'intégration de l'électricité et de l'eau. D'abord, nous constatons qu'au niveau européen, les deux directives cadres sur l'eau et sur les énergies renouvelables ne sont pas suffisamment intégrées ni coordonnées. Ainsi, un dossier nous inquiète beaucoup à l'heure actuelle, bien qu'il puisse sembler anecdotique dans cette enceinte : il s'agit du problème des anguilles, qui ont été identifiées comme une espèce en voie de disparition en faveur de laquelle il convient de prendre des mesures drastiques. Le projet de règlement européen prévoit donc des aménagements des installations hydrauliques qui ne permettraient pas la poursuite de l'exploitation, ou alors un arrêt des turbines d'octobre à février, période pendant laquelle les anguilles dévalent les cours d'eau. Nous avons du mal à évaluer la pertinence de ces mesures environnementales et la perte énergétique sèche qu'elles engendrent.

Au niveau français, nous rencontrons des problèmes avec les décrets d'application de la loi sur l'eau. Deux grands volets de cette loi concernent l'hydroélectricité : les critères de classement des cours d'eau, d'une part, et des mesures prévues pour des débits réservés d'autre part. Sur ces deux sujets, nous rencontrons des difficultés touchant à la définition de la continuité écologique, du réservoir biologique ou de certaines restrictions au niveau des modalités du débit réservé.

Quelques préoccupations concernent également les bassins et la mise en œuvre de cette réglementation. Les préoccupations environnementales sont encore extrêmement prépondérantes dans ce domaine. Quand nous essayons d'expliquer qu'il faut évaluer l'impact administratif de toutes les mesures prises, nous ne rencontrons guère de succès et les mesures demeurent encore très contraignantes et restrictives. Il nous semble qu'il existe une sous-représentation de l'Etat dans le secteur de l'énergie par rapport à celle existant dans le domaine de l'environnement : les services instructeurs paraissent avoir du mal à mettre en cohérence le système, les mesures électriques et environnementales se faisant face sans réelle coordination. Nous nous sommes rapprochés des ministères respectivement chargés de l'industrie et de l'environnement en leur indiquant qu'une instruction permettant de mettre en cohérence les textes serait tout à fait nécessaire.

Enfin, notre dernière préoccupation concerne l'obligation d'achat pour les centrales d'une puissance inférieure à 12 MW, système dont nous connaissons bien tous les avantages depuis une cinquantaine d'années. Malheureusement, la loi du 9 août 2004 a remis en cause cette obligation d'achat, sur demande de l'Union européenne, en la limitant aux créations de centrales, et pour une période de vingt ans seulement. Après l'amortissement, d'autres modalités doivent désormais être trouvées et les contrats ne sont plus renouvelés. Or, les contraintes qui avaient justifié l'instauration de l'obligation d'achat en 1955 restent les mêmes : nous sommes toujours de petits producteurs et notre contribution à la sécurité du système électrique reste bien modeste. Pour ces raisons, et du fait aussi de l'absence de prévisibilité, aller sur le marché représente une grande difficulté. Compte tenu du contexte que je viens de vous indiquer, nous avons au contraire besoin de stabilité et de visibilité pour assurer l'entretien des centrales et le réinvestissement nécessaire dans des capacités de production. EDF a affirmé récemment qu'elle allait beaucoup réinvestir dans l'hydroélectrique. Nous avons donc besoin de maintenir nos capacités de production au maximum et, pour ce faire, d'un cadre garanti pour l'écoulement de notre production.

Pour ce qui relève des interactions de notre activité avec le réseau, je vais passer la parole à Hugues Albanel, qui va compléter cet exposé.

M. Hugues Albanel, vice-président du GPAE – Je ne serai pas long, votre problématique étant sans doute beaucoup plus développée sur d'autres points que sur notre activité. En tant qu'opérateurs se situant au bout de la chaîne de distribution, nous agissons essentiellement sur des réseaux de 20 000 volts, sauf exception. Il s'agit d'un élément très important : nous exerçons dans un contexte d'énergie décentralisée. Historiquement, du reste, c'est dans un cadre décentralisée que l'énergie est apparue : l'électricité a tout d'abord été produite là où il existait une activité humaine et industrielle. L'histoire de l'énergie en France, en Europe et même dans le monde, a commencé dans les vallées où il y avait de l'eau. Ce n'est qu'ensuite que des bouts de réseaux locaux se sont progressivement interconnectés.

Lors de son adoption en 1946, la loi de nationalisation a intégré un certain nombre de réseaux locaux qui s'étaient développés. Dans un esprit de rationalité, un grand organisateur s'avérait nécessaire et le choix a été fait d'un organisateur de type public. Autrefois, le réseau était un réseau de collecte et de distribution, la collecte ayant autant d'importance que la distribution puisqu'elle permettait aux sources décentralisées d'acheminer la production là où existait une consommation, celle-ci se situant toujours plus loin par rapport au lieu de production. Avec la nationalisation, la légitimité de ce réseau s'est trouvée un peu masquée et la notion de collecte quelque peu oubliée par la volonté d'EDF de développer de grands réseaux à partir de grosses sources centralisées d'énergie. La petite hydraulique était un peu négligée et survivait. Alors que les contrats d'obligation d'achat étaient bien utiles, puisqu'ils soutenaient la tension sur les bouts de lignes, il n'apparaissait pas politiquement correct de vouloir continuer à développer des installations décentralisées par rapport à une vision globale d'interconnexion de grosses structures, résultant sans doute d'une volonté d'économies d'échelle que la petite unité décentralisée n'autorisait pas.

Après avoir vécu pendant cinquante ans avec cette vision très centralisée du réseau, des événements graves, notamment la tempête du 26 décembre 1999 qui a mis en évidence la fragilité des grosses artères par rapport à des petits réseaux locaux qui ont pu s'interconnecter, ont fait comprendre que cette vision univoque était dangereuse. Notre petite industrie très décentralisée et très répartie sur le territoire n'exploite pas toutes les possibilités permettant de soutenir les réseaux locaux en cas de défaillance des systèmes centralisés. Il importe de mener une véritable réflexion : des recherches sur les moyens d'améliorer les systèmes de sécurité sur les réseaux décentralisés sont menées aux Etats-Unis, ainsi que dans un groupe de travail à Grenoble, avec quelques gros opérateurs. Le GPAE souhaite, à l'avenir, prendre toute sa part à cette réflexion, qui permettrait de continuer à assurer le développement de l'hydroélectricité. Je rappellerai cependant que, bien qu'elle soit faible à l'échelle de la production, 10 MW représentent une puissance importante pour nous. Il importe de développer désormais un concept beaucoup plus local et fiable pour pouvoir aller vers les collectivités locales en termes d'énergies renouvelables, qu'il s'agisse de l'éolien, du photovoltaïque ou de l'hydraulique : chaque petite collectivité pourrait alors s'effacer sur le réseau et avoir une demande plus à la marge par rapport à son foisonnement sur son territoire.

Nous aimerions engager ces réflexions avec d'autres partenaires et d'autres industriels pour développer notre zone de survie autour de nos installations décentralisées. Nous pensons que nous pouvons, en nous appuyant sur des maillages décentralisés, représenter une forme d'avenir pour le réseau électrique. Alors que cette question n'en est encore qu'au stade de la réflexion dans le système français, des éléments techniques arrivent par le biais de l'Europe : l'Espagne, qui rencontre des fragilités de réseau dues à un fort investissement sur l'éolien, a ainsi travaillé très en amont sur un système

d'effacement de points de tension. Actuellement, les fournisseurs d'équipements éoliens espagnols introduisent obligatoirement dans l'éolienne des systèmes de régulation automatique électronique de tension, que le réseau rémunérera quand il fera appel aux éoliennes. Il existe donc une interaction entre le producteur et le réseau, le producteur pouvant venir au secours du réseau en cas de problèmes par un autre biais que le contrôle réseau. Les pistes d'avenir auxquelles nous réfléchissons comprennent donc cette interaction du réseau et du producteur dans le sens décentralisé. Le politique pourrait apporter son soutien à ces pistes de réflexion.

Nous pouvons maintenant répondre à vos questions sur des thèmes particuliers que vous souhaiteriez approfondir.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie pour cet exposé. J'aurais une question à vous poser en tant qu'ancien rapporteur de la loi sur l'eau : en quoi les décrets d'application vous posent-ils problème ? Les décrets amplifient-ils politiquement les mesures législatives votées ou ne sont-ils qu'une déclinaison de la loi ?

Mme Anne Penalba, présidente du GPAE – Il nous semble malheureusement que les décrets vont un peu au-delà de la déclinaison de la loi. Le principal problème tient à la définition du réservoir biologique. Pour qu'un cours d'eau soit classé en liste 1, c'est-à-dire qu'aucun ouvrage ne soit autorisé dessus, les trois critères écologiques suivants sont retenus : le très bon état des cours d'eau, la protection absolue des poissons migrateurs en eau douce et en eau salée et la notion de réservoir biologique, qui se définit comme une zone préservée des pressions humaines dans une géographie ainsi circonscrite. Les décrets vont au-delà de ces critères et donnent une définition plus extensive, qui toucherait des zones beaucoup plus larges. Viendrait ainsi à être classé ce que nous appelons « le petit chevelu », c'est-à-dire ce qui se situe en amont du réservoir biologique, puisqu'il faut garder une connexion entre celui-ci et le reste du cours d'eau. Tout ce qui interromprait la continuité entre le réservoir biologique et le cours d'eau serait également interdit. Nous arriverions ainsi à des classements potentiellement extrêmement extensifs.

M. Bruno Sido, président – Qu'en est-il des débits réservés ?

Mme Anne Penalba - Les débits réservés posent un problème en ce qui concerne la définition des cours d'eau atypiques, c'est-à-dire ceux sur lesquels il est possible de déroger aux règles. Les retenues enchaînées ont ainsi été identifiées comme des cours d'eau atypiques. Tout ne pouvant pas être concerné par ce régime atypique, le ministère de l'écologie nous propose de restreindre ces retenues enchaînées aux centrales de plus de 20 MW, ce qui nous semble peu légitime et peu cohérent. Nous souhaitons nous en tenir à l'objectif de résultat de la directive cadre sur l'eau, c'est-à-dire la garantie du bon état écologique, et non revenir à la logique antérieure qui consistait à adopter des mesures et à constater leur résultat. Nous sommes désormais dans une logique inverse : il faut parvenir à un résultat de bon état et mettre en place des mesures qui garantissent ce résultat. Si nous ne sommes pas dans

cette logique, nous ne sommes plus dans celle de la directive cadre sur l'eau. Nous souhaitons être un des acteurs de cette évolution vers le bon état écologique des cours d'eau et il nous revient d'opérer une transformation dans les esprits. En tant que personnes concernées par le bon état des cours d'eau, nous nous plaçons comme interlocuteurs, pour parvenir à des décisions légitimes et efficaces sur le plan environnemental qui respectent l'esprit des évolutions souhaitées par la loi.

M. Bruno Sido, président – J'ai participé à un colloque organisé par le ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, où il a été annoncé que si les capacités liées à la construction d'installations nouvelles s'élevaient à 23 MW au maximum, cette perspective descendait à 12 MW, voire au-dessous, compte tenu de l'application des critères écologiques. A votre avis, ce dernier chiffre est-il lui-même réaliste et pouvons-nous l'atteindre dans le cadre des contraintes actuelles ?

Mme Anne Penalba - Nous pensons que nous pouvons parvenir à ce niveau, mais nous devrions disposer d'une appréciation plus fine dans les mois à venir. Dans le temps qui lui était imparti pour rédiger son rapport, M. Dambrine n'a pas pu affiner davantage ses calculs. Or, il importe de dresser un inventaire précis du potentiel par bassin. Aussi les agences de l'eau sont en train de lancer des études sur le potentiel hydroélectrique et nous devrions donc disposer prochainement de chiffres beaucoup plus précis et fiables.

Quant à la question réglementaire, nous avons l'impression que la loi sur l'eau a suscité la réaction mitigée d'un certain nombre d'interlocuteurs concernés par l'environnement, les mesures étant parfois trop drastiques. Prenons un exemple concret : des grilles, dont les mailles sont écartées de 4 ou 5 centimètres à peu près, sont placées sur les cours d'eau avant les turbines. Il nous est demandé, pour éviter que les poissons, en particulier les anguilles, puissent passer au travers des grilles, de les resserrer à 2,5 centimètres, ce qui est absolument impossible puisque dans ces conditions, les feuilles d'arbre pourraient se colmater sur ces grilles et nous empêcher de turbiner. Mais le problème majeur, c'est que cette réglementation devrait être appliquée dans des zones où aucune population d'anguilles n'est présente ! Nous avons l'impression que l'on cherche à compliquer notre tâche et à décourager les initiateurs de projets de renouvellement de petites installations. Nous sommes donc réellement préoccupés par la situation actuelle sur le terrain.

M. Hugues Albanel, vice-président du GPAE – Je souhaiterais ajouter un petit complément. L'Etat, lorsqu'il s'agit d'énergie, assiste et encourage le développement de nouvelles installations. En revanche, le même Etat, lorsqu'il s'agit d'environnement et donc de protection de l'eau, a une attitude très militante. Certes, il existe une rationalité dans la démarche du ministère de l'écologie et du développement durable, mais, même si le ministère encourage une action, il est rattrapé par le terrain, dont les acteurs sont soumis aux différentes dispositions et procédures qui s'appliquent à l'eau, souvent très contraignantes et qui prennent beaucoup de temps. Si nous

voulons encourager l'investissement, il faut redonner confiance aux initiateurs de projet, leur accorder des autorisations, introduire des souplesses de fonctionnement et faire en sorte que les débits réservés ne soient pas contraints par des mesures extrêmes qui empêchent un bon fonctionnement, voire qui créent des dysfonctionnements par la suite. Parfois, une mesure d'environnement peut être défavorable parce qu'elle occasionne une hétérogénéité de fonctionnement sur un cours d'eau, comme c'est le cas sur le Lot où, en voulant optimiser un débit réservé, nous risquons d'occasionner un manque d'harmonisation. Il importe donc de ne pas jouer la carte de l'extrémisme de la mesure environnementale, puisqu'elle risque de créer des dysfonctionnements qui mettront également les unités hydroélectriques en accusation. Pour redonner confiance et relancer le potentiel, il faut également que l'entrepreneur qui va prendre des initiatives à cinq ou dix ans pour créer de nouvelles centrales électriques puisse être persuadé qu'il y parviendra et que tous les frais qu'il va engager porteront leurs fruits. Le potentiel existe et n'est pas seulement soumis à l'identification des possibilités, mais également à la façon dont l'entrepreneur peut prendre un engagement de long terme à un horizon de 40, 50 ou 70 ans.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Je vous remercie pour votre exposé et votre venue, car vous représentez un secteur que nous connaissons peu mais qui, à mon sens, a une grande importance. J'aurai plusieurs questions à vous poser. Quelle est la forme juridique de votre groupement et quel est son coefficient de représentativité du secteur ? Existe-t-il beaucoup d'acteurs hydroélectriciens en dehors de votre groupement ? Existe-t-il un profil type de vos adhérents ?

Concernant le tarif de rachat, qui évoluera dans les années à venir, qu'est-ce qui vous pose problème ? Sont-ce les formalités administratives pour entrer dans un marché ? Quelle est la rentabilité actuelle du tarif de rachat ? Où se situe la vérité des coûts ?

Je vous avouerai que je découvre le problème des anguilles : élu d'un département où coule un fleuve où vivent des anguilles, je n'ai pas entendu parler de conflit. Mais il est vrai qu'aucune centrale n'est installée sur le fleuve...

Ma dernière question concerne l'outre-mer, et notamment La Réunion, où il existe de grands besoins de production électrique. Où en êtes-vous ? Etes-vous en mesure d'apporter une réponse ? L'éolien est-il encouragé dans ces régions par rapport à l'hydraulique ?

Mme Anne Penalba, présidente du GPAE - Je vous remercie pour vos questions. Nous sommes un syndicat professionnel. Il est difficile de répondre à votre question en termes de représentativité. Nous disposons de 300 centrales et sommes en train de fusionner avec un autre syndicat, Ecowatt, qui portera ce nombre à 400 centrales en production autonome, sur environ 1 400 centrales de producteurs autonomes. Je pense que vous connaissez la difficulté d'amener les gens à une conscience collective et de leur faire

comprendre l'intérêt de participer à l'effort commun. Nous avons affaire à une population qui ne s'appelle pas autonome par hasard ! Ces producteurs se trouvent dans des régions relativement excentrées et présentent la caractéristique d'être très autonomes sur leurs installations. Il n'existe pas de profil type de nos adhérents, ce qui est une de nos grandes difficultés en matière de défense de la profession. Les producteurs présentent une très grande hétérogénéité, parce que les centrales sont elles-mêmes différentes : celles de haute chute et de basse chute ne s'exploitent pas totalement de la même façon, ne posent pas les mêmes problèmes et n'ont pas les mêmes rentabilités. Le nombre d'heures et les modalités de fonctionnement sont différents. Lorsque nous avons dû négocier les tarifs, notamment lors de l'arrêté tarifaire résultant de la loi du 13 juillet 2005, nous avons eu beaucoup de mal à présenter des moyennes significatives pour tous les producteurs autonomes.

En ce qui concerne les anguilles, nous assistons ces dernières années à une disparition du stock. Nous sommes accusés de tous les maux en la matière, et en particulier de les tronçonner, ce qui peut arriver sur un type particulier de turbine : la turbine « Francis ». Toutefois, la plupart de nos installations existant déjà il y a vingt ans, époque à laquelle les anguilles étaient considérées comme une population nuisible, nous comprenons mal comment elles seraient devenues du jour au lendemain un problème ! Malheureusement, nous avons beaucoup de mal à faire valoir cet argument. Pour nous, d'autres facteurs doivent être identifiés, comme la pression de la pêche, et en particulier de la pêche à la civelle, c'est-à-dire la jeune anguille, qui est extrêmement recherchée et se paie 1 000 euros le kilo en Chine et au Japon. A la pêche professionnelle vient s'ajouter une pêche de braconnage, difficile à estimer. Les problèmes de maladie et de pollution sont également bien réels, comme le phénomène de bouchon vaseux dans l'estuaire de la Garonne. Enfin, les anguilles auraient du mal à descendre suffisamment bas dans la mer des Sargasses, où elles se reproduisent. Quoiqu'il en soit, l'Europe essaie de poser un règlement visant à sauvegarder l'espèce, afin d'éviter que se reproduise le cas de l'esturgeon. Evidemment, nous ne sommes pas du tout opposés à la restauration de la population d'anguilles, mais nous demandons que cela soit fait de manière raisonnable et en bonne intelligence avec les milieux scientifiques. Les exutoires pour empêcher les anguilles de se prendre dans les turbines ne sont aujourd'hui pas au point.

Je vais laisser à Hugues Albanel le soin de vous répondre sur les questions du tarif de rachat et de l'outre-mer.

M. Hugues Albanel, vice-président du GPAE – Pendant longtemps, le tarif de rachat a été fondé sur une obligation bilatérale entre le producteur et EDF. En 1955, une sorte de « paix des braves » entre EDF et les petits producteurs avait permis le rachat de la production décentralisée de l'électricité. Le réinvestissement de l'énergie restait cependant le monopole du grand opérateur et les petits producteurs faisaient peu de profit. Une nouvelle étape a été franchie entre 1995 et 1997 : nous avons alors constaté la

dégradation du tarif antérieur, qu'EDF calait sur un tarif très longue utilisation (TLU) qui représentait 1 % de la population de consommateurs et qui était indexé à la baisse. La dégradation ne permettait pas de lancer de nouveaux projets. Nos adhérents présentent tous la volonté farouche de s'impliquer dans ce développement et les techniciens de centrales hydroélectriques arrivaient à les faire survivre avec des tarifs considérés comme impossibles. Les gros opérateurs s'étaient donc détournés de ce secteur. Entre 1995 et 1997, la rediscussion des tarifs a permis de repositionner la rationalité des rentabilités et du développement avec un phénomène de rattrapage. Le tarif a en effet pour finalité de conduire à une vision à long terme, mais également de permettre un niveau correct d'entretien et d'investissement. Ce secteur a des rentabilités qui commencent à devenir correctes. EDF ayant du mal à moderniser ses petites centrales et à les exploiter, l'équilibre ne peut se faire qu'au niveau des petites entreprises, qui ont des charges fixes et variables faibles. La rentabilité interne des petites entreprises varie actuellement entre 8 % et 13 %. Ainsi, nous comptons 11 % de taux de retour sur investissement sur l'Aude, ce qui n'est ni énorme, ni catastrophique. Chaque site présente ses spécificités. Certaines centrales requièrent peu d'investissement en matière de génie civil ; à l'inverse, des rivières de montagne vont être équipées davantage pendant la fonte des neiges, entre mars et juin, pour avoir plus de puissance à ce moment-là. C'est une façon de créer un profil de rentabilité pour chaque type de rivières. Ces profils sont assez classiques mais je dirais qu'actuellement, seules les petites entreprises de province parviennent à tirer leur épingle du jeu dans ce secteur. La rentabilité ne se situe donc pas au niveau international.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Les prix des centrales ont beaucoup augmenté depuis dix ans.

M. Hugues Albanel – Je pense qu'il s'agit d'un phénomène de mode lié aux attentes sur les énergies renouvelables. Les centrales hydroélectriques ont une pérennité de 50 à 80 ans. Cependant, les mauvaises réalisations, dues à des phénomènes de prix et posant des problèmes d'intégration environnementale, doivent être détruites au bout de 20 ou 30 ans. La petite centrale hydroélectrique étant ainsi rentable sur le long terme, certains investisseurs manifestent actuellement un grand intérêt. Mais cet engouement a pour conséquence de les « surcoter » : ainsi, au tarif actuel de vente, une PME française ne peut pas les racheter, ce qui me semble un peu déraisonnable. Et ce sont des repreneurs allemands ou espagnols qui s'imposent, cherchant non pas la rentabilité mais des implantations sur le système français.

M. Marcel Deneux, rapporteur – A combien s'élève le tarif de rachat aujourd'hui ?

M. Hugues Albanel – Le tarif de rachat sur les contrats en cours, qui vont se terminer en 2012, est compris entre 50 et 65 euros, selon la configuration du site, sa régularité et ses primes de qualité. Nous pouvons dire que ce tarif est de 52 à 58 euros du MWh sur l'ensemble du parc.

L'outre-mer pose une véritable question. Vous avez parlé de La Réunion, mais nous nous intéressons aussi beaucoup à la Corse qui, tout en ne relevant naturellement pas de l'outre-mer, est également un système insulaire, qui n'est pas totalement interconnecté avec la plaque européenne. Il existe actuellement un Conseil énergétique de la Corse, auquel le GPAE contribue et qui cherche à développer le renouvelable. La réaction de beaucoup d'élus de Corse est de se demander pourquoi l'hydraulique ne se développe pas plus chez eux. Des rivières ont été classées, mais le Taravo ne l'a pas été et des projets y sont possibles. Le nouveau tarif pour les projets neufs a remis en cause l'existence d'un tarif spécifique à la Corse. Par rapport à la moyenne des installations en montagne sur le plateau continental, la Corse présente un désavantage, ce qui impliquait d'avoir une grille tarifaire adaptée à ce pays insulaire. Le ministère n'a pas voulu faire d'exception et je pense donc que le potentiel hydraulique de la Corse est mal traité, voire pas traité du tout. Quant à La Réunion et à Saint-Pierre-et-Miquelon, un tarif adapté va y être adopté mais il reste à démontrer par l'expérience si le niveau retenu pour ce tarif peut vraiment créer une incitation à l'investissement hydraulique. Le potentiel est évident, il faut maintenant voir si ce tarif est incitatif.

M. Bruno Sido, président – Dans le cadre de l'ouverture du marché, à laquelle tient tant Bruxelles, l'obligation d'achat pourrait être modifiée, voire supprimée. Quelle est votre opinion sur ce sujet ?

M. Hugues Albanel – L'obligation d'achat ne constitue pas un système visant à sortir de la rationalité économique. Il s'agissait, en 1955, d'un accord entre un gros opérateur et des petits opérateurs n'ayant pas suffisamment de visibilité. Depuis les lois de 2000 et l'ouverture du marché, il est dit que tout le monde doit aller sur le marché. Or, il faut une taille critique pour le faire. Que peut faire un petit opérateur isolé ? S'il doit aller chercher des contrats, il se rend compte qu'il ne pourra pas assumer la variabilité du marché. Nous voudrions qu'une bonne valorisation du renouvelable puisse se faire à travers le marché. Notre rationalité est cependant contrebalancée par la crainte que nous avons de voir nos plus petits opérateurs se détourner du secteur et fermer purement et simplement leurs installations. Il existe donc un risque de perte de capacité. Il faut mettre en place un système dans lequel les tout petits puissent bénéficier d'autres contrats, un peu plus de long terme. Nous sommes simplement confrontés à un problème de reconnaissance. Dans le mix énergétique de tout opérateur, ce dernier peut bien élaborer un contrat pour assurer un prix garanti pendant une certaine période allant de 10 à 20 ans sur des petits opérateurs. En outre, ceux qui veulent aller sur le marché peuvent se regrouper en coopératives, mais nos investisseurs sont des personnes autonomes et qui sont habituées à travailler seules. Il existe donc un risque de perte d'autonomie et de technique pour les petites centrales. Nous souhaiterions donc la mise en place d'un système à deux profils, avec un profil comprenant un contrat de base et une obligation d'achat en dessous d'une certaine taille, et la possibilité pour tous les autres d'aller sur le marché s'ils le souhaitent.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie.

Syndicat des énergies renouvelables (SER)

15 février

M. Jean-Yves Grandidier, vice-président

M. Bruno Sido, président – Au cours des dernières semaines, notre mission a été amenée à auditionner de nombreuses personnalités, parmi lesquelles le président d'Electricité de France (EDF) ou encore celui de Réseau de transport d'électricité (RTE). Si nous avons décidé aujourd'hui de procéder à l'audition de M. Jean-Yves Grandidier, c'est parce que l'éolien est appelé à prendre une importance croissante dans le paysage énergétique français. Par ailleurs, il nous a été indiqué que l'énergie éolienne avait joué un rôle non négligeable lors de l'incident du 4 novembre 2006. Il semblerait que ces équipements décrochent très rapidement du réseau en cas de chute de fréquence. Peut-être pourriez-vous revenir sur ce point dans votre exposé liminaire ?

M. Jean-Yves Grandidier, vice-président du Syndicat des énergies renouvelables – Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) regroupe près de 250 adhérents, dont 160 exercent leurs activités dans la filière éolienne. Notre syndicat s'est donné pour mission première de devenir l'interlocuteur éclairé des pouvoirs publics en vue de développer les énergies renouvelables (ENR) dans notre pays. J'occupe par ailleurs le poste de Président de France énergie éolienne, qui constitue la branche « éolien » du SER, après le rapprochement entre les deux structures il y a deux ans. Désormais, le SER regroupe toutes les filières renouvelables en son sein.

Je m'attacherai à présenter les perspectives de développement des énergies renouvelables dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI). Les objectifs européens en matière de développement des ENR électriques ont été fixés en 2001 dans une directive. Le décret relatif à la PPI ne fait que transcrire ces objectifs définis pour la France par cette directive. Au terme de ce décret, en 2010, nous devons disposer de 14 500 mégawatts (MW) de puissance provenant de l'énergie éolienne. Au moment de la publication du décret relatif à la PPI, la France disposait déjà d'une puissance éolienne de 1 000 MW. Compte tenu de ces installations déjà en fonction, nous devons donc accroître notre puissance de 13 500 MW supplémentaires d'ici à 2010. En outre, à l'horizon 2015, la France devra disposer d'une puissance éolienne de 18 000 MW. Le tableau que je vous présente regroupe ces données et indique la puissance absolue et inclut, par conséquent, les installations existantes au moment de la publication de la PPI.

La biomasse doit contribuer largement à notre effort pour atteindre les objectifs européens. Aujourd'hui, la biomasse est essentiellement utilisée pour la production de chaleur. Dès lors, du fait de la concurrence entre les différentes utilisations de cette source d'énergie, il n'est pas évident que nous puissions atteindre nos objectifs dans ce secteur.

Compte tenu des tarifs existants, il semble possible d'atteindre et de dépasser les objectifs qui ont été fixés en matière d'énergie photovoltaïque, soit 500 MW à l'horizon 2015. Cela nous paraît d'autant plus plausible, qu'en l'espace d'une seule année, en 2004, l'Allemagne est parvenue à accroître de 400 MW la puissance installée sur son sol. Ce chiffre a ensuite été largement dépassé en 2005. A terme, nous devrions donc atteindre des régimes de croissance annuelle comparables à l'objectif fixé à l'horizon 2015.

En matière d'objectifs d'accroissement de la production d'énergie électrique à partir d'ENR depuis 2001, l'éolien représente 76 % du total pour 2010 et 64 % pour 2015. En tant que professionnels de l'éolien, il nous apparaît impossible d'atteindre l'objectif pour 2010, la barre étant beaucoup trop haute. Toute la bonne volonté des acteurs et de l'administration, dans l'octroi des permis de construire notamment, n'y suffirait pas. En revanche, l'objectif 2015 semble tout à fait réalisable.

L'Allemagne accroît chaque année sa puissance éolienne de près de 2 000 MW, tout comme l'Espagne. La France connaît pour sa part une montée en puissance progressive. Le régime annuel devrait ainsi avoisiner 2 000 MW dès 2010. Nous sommes d'autant plus optimistes que les prévisions réalisées en 2002 par France Energie éolienne se vérifient assez largement. Si nous suivons cette courbe, nous pouvons atteindre les objectifs fixés. Toutefois, nous ne sommes pas à l'abri d'une dégradation de cette tendance. Fin 2010, nous devrions ainsi avoir atteint une puissance équivalente à 8 400 MW, alors que l'objectif est de 14 500 MW. En revanche, en 2015, nous pouvons parvenir aux 43 térawattheures (TWh) et aux 18 000 MW fixés comme objectifs par l'Europe, à condition de respecter un régime d'installation de 2 000 MW supplémentaires chaque année. Il est à noter que cet objectif de 18 800 MW est comparable à la puissance déjà installée en Allemagne. Nous accusons donc un décalage de dix ans par rapport aux Allemands. Peut-être pourrions-nous revenir sur cette comparaison par la suite.

Pour tenir cette feuille de route, il nous faudra lever les obstacles administratifs existants. Le ministère de l'industrie a réalisé une enquête sur les permis de construire délivrés en 2005. Ils correspondent à une puissance supplémentaire de 1 200 MW. Nous savons que ces installations seront opérationnelles trois ans plus tard, c'est-à-dire fin 2008. Par ailleurs, une petite partie d'entre elles ne devrait pas voir le jour. Nous en déduisons d'ores et déjà que la puissance supplémentaire mise en service en 2008 sera inférieure aux 1 600 MW supplémentaires nécessaires pour tenir les objectifs. Ce constat traduit l'existence d'un problème en matière de délivrance de permis de construire. Parallèlement, nous avons vu le nombre de permis accordés baisser entre 2004 (1 500 MW) et 2005. Les difficultés liées à la présence des radars et celles qui ont trait à la mise en place des zones de développement éolien (ZDE) s'ajoutent à ces problèmes et font peser une menace sur notre capacité à atteindre ces objectifs.

L'Allemagne est le leader mondial en matière de production d'électricité d'origine éolienne. Fin 2006, elle disposait d'une puissance

éolienne supérieure à 20 000 MW. 2 000 MW supplémentaires ont été installés en 2006. En 2002, ce chiffre avait atteint 3 300 MW. En Allemagne, les projets off-shore n'ont pas encore pleinement pris le relais de l'éolien traditionnel. L'Espagne occupe la deuxième position du classement mondial avec 11 600 MW. Les Etats-Unis talonnent désormais l'Espagne, grâce à un effort équivalent à 2 500 MW supplémentaires en 2006. Cette croissance rapide les place au premier rang en termes d'installations nouvelles. L'Inde et le Danemark suivent ce trio. Il est d'ailleurs à noter que le Danemark reste le pays disposant de la puissance la plus importante au regard de la taille de sa population. La France a fait cette année son entrée dans le classement des 10 pays les plus avancés dans ce domaine.

Le marché mondial croît rapidement, à savoir de 25 % en 2006 par rapport à 2005. Au niveau mondial, la puissance éolienne atteignait 60 000 MW fin 2005. Elle dépassait 74 000 MW douze mois plus tard. En France, le parc installé a doublé en l'espace d'un an. Notre pays disposait en effet d'une puissance installée de 700 MW en 2005 et a installé 800 MW supplémentaires en 2006.

Le taux de pénétration de l'éolien avoisine 6 % en Allemagne, 9 % en Espagne et 20 % au Danemark. Aux Etats-Unis, l'éolien reste toujours marginal. En Espagne, la puissance instantanée délivrée sur le réseau par l'éolien a atteint jusqu'à 8 000 MW en décembre 2006, alors que 11 000 MW sont en fonction dans ce pays. A ce moment précis, l'éolien représentait 30 % de la puissance appelée instantanément. La demande était alors assez faible, tandis que le nombre d'éoliennes en service était élevé. Il semblerait que cette situation n'ait posé aucune difficulté sérieuse. Le fait que l'Espagne soit considérée comme une « péninsule électrique » confère encore plus de force à cet exemple. Dans l'est du Danemark, dans les périodes de forts vents, le taux de pénétration dépasse 200 %. Nous devons cependant tenir compte du fait que le Danemark reste un petit pays disposant d'une interconnexion forte. En France, nous restons bien entendu loin de ces chiffres.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Je vous trouve quelque peu pessimiste au sujet de la réalisation des objectifs à l'horizon 2010. Je suis élu de la région Picardie, qui souhaite à terme détenir 15 % de la puissance éolienne nationale. Or je ne constate aucun ralentissement dans cette région. Je souhaitais par ailleurs vérifier la véracité de vos chiffres en matière de nombre d'heures. Les données que vous avancez sont bien éloignées des informations qui m'ont été communiquées. Je pourrais prendre l'exemple de champs de 12 éoliennes qui produisent 3 400 heures équivalent pleine puissance à Pendé et Chepy dans la Somme. Enfin, je remarque que votre exposé ne s'est pas penché sur la question des installations off-shore.

M. Jean-Yves Grandidier – Le nombre d'heures équivalent pleine puissance suscite effectivement un débat chez les spécialistes. Néanmoins, je ne crois pas que les champs de Pendé et Chepy puissent atteindre de tels rendements. La PPI prévoit 4 000 MW off-shore à l'horizon 2015. Ils sont intégrés dans les chiffres qui vous ont été communiqués.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Quelles sont les problématiques liées à l'off-shore en termes de liaison avec le réseau et de partage de la taxe professionnelle ?

M. Jean-Yves Grandidier – Plusieurs points restent en suspens sur le plan administratif, comme la taxe professionnelle et les concessions d'endigage. Le cadre n'est pas encore en place. Parallèlement, certains aspects techniques et économiques de l'exploitation off-shore posent question. Sur le plan industriel, cette filière reste risquée. L'installation est soumise à plusieurs contraintes. L'installation d'éoliennes off shore ne peut en effet avoir lieu pendant la période hivernale, du fait de la possibilité de survenance d'une tempête. En cas de retard du programme, le délai atteint ainsi immédiatement une année. Ceci pèse lourdement sur les immobilisations des capitaux.

De même, sur le plan de l'exploitation, les risques ne sont pas négligeables. Les éoliennes actuelles sont conçues de telle sorte que en cas de défaut, l'intervention humaine sur place est encore très souvent requise. Or, dans le cas des champs off-shore, de telles opérations s'avèrent complexes en cas de tempête, alors que le risque de panne est maximal. En effet, bien souvent, les éoliennes s'arrêtent parce qu'elles ont connu une surchauffe, fréquente en cas de coup de vent prolongé. La disponibilité reste fonction de l'accessibilité. Il apparaît donc primordial de développer, pour le off-shore, de nouvelles générations de turbines, qui autorisent un contrôle à distance, afin d'améliorer leur disponibilité. Malgré ces inconvénients, nous ne pouvons oublier que les implantations off-shore représentent des opportunités majeures pour le développement du secteur.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Il faut ajouter à cela le fait que les champs off-shore sont généralement constitués de 500 à 1 000 éoliennes. Avez-vous eu connaissance du rapport du Préfet maritime qui émet un avis négatif sur le développement de l'éolien off-shore ? Ce rapport engage le gouvernement.

M. Jean-Yves Grandidier – Je n'en ai pas pris connaissance.

M. Bruno Sido, président – Vous indiquiez qu'au Danemark, l'éolien représentait, à certaines périodes, plus de 100 % de la puissance appelée. En Espagne, ce chiffre a connu un maximum autour de 30 %. Nous comprenons aisément que la part de l'éolien à un instant « T » varie considérablement en fonction de la demande et de la force du vent. Ce constat nous permet de soulever un problème de taille en termes de régulation. Même si l'on exclut les cas de pannes, la production éolienne reste très aléatoire. Des considérations de régulation et de sécurité d'approvisionnement nous amènent à penser qu'il existe en fait un maximum admissible en termes de production d'électricité d'origine éolienne. Nous ne pouvons en effet redémarrer et stopper à l'envi des centrales nucléaires en fonction de la production générée par l'éolien.

M. Jean-Yves Grandidier – France énergies renouvelables a longtemps étudié ces questions. En 2003, elle s'est penchée sur la possibilité

d'intégrer 10 000 MW d'énergie éolienne sur le réseau français. Cette étude est disponible sur notre site, mais je vous la transmettrai directement. Elle s'appuie sur les valeurs réelles de consommation relevées entre 2000 et 2003. Afin de simuler la puissance éolienne, nous avons intégré les données de 40 stations météo réparties sur 38 départements français. Les départements de l'Aude et du Finistère ont été surreprésentés dans ce panel, car il apparaissait à l'époque que ces deux départements étaient les plus prometteurs en termes d'implantations. Il s'avère en réalité que la Somme et la région Centre devraient supplanter ces départements. Nous avons simulé l'installation d'une puissance de 250 MW sur chacune de ces stations avant de calculer la puissance qui aurait été effectivement fournie.

Sur le réseau français, la variation horaire de la consommation atteint jusqu'à 8 500 MW. Le gestionnaire doit gérer de manière quotidienne de telles variations. Parallèlement, la variation horaire de l'énergie éolienne ne dépasse jamais plus de 2000 MW. Dans 95 % des cas, elle se maintient dans une fourchette comprise entre - 1 000 MW et + 1 000 MW.

M. Bruno Sido, président – Ces variations peuvent s'additionner.

M. Jean-Yves Grandidier – En effet, ces variations s'additionnent. Le cas le plus difficile à gérer réside dans une augmentation de la consommation couplée à une baisse de la production d'origine éolienne. Néanmoins, nous nous sommes aperçus que ces cas étaient rares. La décroissance de l'énergie éolienne d'une heure sur l'autre n'est que rarement corrélée avec une hausse de la consommation. Ainsi, par rapport à l'augmentation horaire maximum de la consommation (8 412 MW), 10 000 MW éolien rajoutent au pire 850 MW pour arriver à une variation horaire « consommation + éolien » de 9 260 MW, sachant que le nombre de fois où cette somme a été supérieure à l'augmentation horaire de consommation maximum est égal à treize, sur pratiquement 25 000 tranches horaires que compte cette étude. Le gestionnaire du réseau pourrait donc parfaitement gérer les variations de consommation induites par l'introduction de 10 000 MW d'origine éolienne.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Pouvons-nous imaginer un cas où le gestionnaire vous demande de stopper momentanément la production éolienne ? Comment réagiriez-vous ?

M. Jean-Yves Grandidier – Le gestionnaire de réseau ajuste en réalité ses moyens en fonction de la puissance éolienne disponible. Par exemple, en Allemagne, l'éolien représente 20 000 MW, alors que l'appel de pointe atteint 80 000 MW. L'éolien représente 60 % des besoins d'ajustement globaux de l'Allemagne. Néanmoins, comme les phénomènes ne sont pas corrélés, en réalité, les besoins d'ajustement supplémentaires représentent 20 % du total actuel. Mais la nécessité de constituer des réserves plus importantes pour faire face à l'aléa éolien ne veut pas dire pour autant qu'il faudra construire de nouveaux moyens de production thermique.

M. Michel Billout, rapporteur – Ma question est directement liée à la sécurité d’approvisionnement. Le décrochage de la production d’énergie éolienne a été mis en cause lors de la panne du 4 novembre 2006. Certains experts l’ont identifié comme un facteur d’aggravation. Comment analysez-vous ce phénomène et comment éviter qu’une telle situation ne se reproduise ?

M. Jean-Yves Grandidier – Le décrochage de l’éolien a constitué un élément d’aggravation du phénomène de la panne dans l’Ouest européen. Toutefois, l’éolien n’est pas à l’origine du problème. Côté allemand, il a même contribué à la résolution du problème. La fréquence du réseau a alors augmenté et les éoliennes se sont découplées. Ce mouvement a permis de retrouver l’équilibre dans cette partie de l’Europe qui devait faire face à une surproduction. Dans l’Ouest européen, les éoliennes disposent d’une sécurité calée à 49,5 hertz (Hz) en cas de baisse de fréquence du réseau. Dans le cas du 4 novembre, la baisse a atteint 49 Hz. Ainsi, en Espagne, 3 500 MW sur les 4 000 MW produits au moment de la panne se sont déconnectés instantanément. La puissance produite par la cogénération en a fait de même. En réalité, les unités connectées au réseau de moyenne tension sont soumises à des exigences moins importantes en termes de protection. Pour éviter ce type de difficultés, il suffirait simplement de modifier ces exigences et instaurer une protection à 47,5 Hz en fréquence basse.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Est-ce techniquement possible ?

M. Jean-Yves Grandidier – Cela ne pose pas de problème sur le plan technique. Cela modifie simplement le coût de l’installation.

M. Bruno Sido, président – Une réglementation européenne fixe-t-elle précisément ce paramètre à 49,5 Hz ?

M. Jean-Yves Grandidier – Il n’existe aucune réglementation européenne en la matière. E.ON a été le premier à édicter une série d’exigences techniques pour l’installation d’éoliennes sur son réseau. Elles incluent tout particulièrement une norme en matière de tenue à la chute de tension. Néanmoins, E.ON n’a pas considéré utile de se pencher sur la question de la fréquence. Je veux cependant croire que la prochaine version des spécifications inclura une norme chiffrée de tenue en fréquence, du moins en fréquence basse.

En fait, il s’agit là d’un processus itératif. E.ON avait envisagé le cas d’une chute de tension, mais pas celui d’une baisse de fréquence. Il suffirait d’introduire une telle spécification pour que les concepteurs et les investisseurs intègrent ce paramètre dans leur dispositif. Cette difficulté ne relève en aucun cas de la technique inhérente au système éolien. Elle ne tient qu’à la réglementation. En la matière, elle n’était pas suffisante chez E.ON de même qu’en Espagne.

France Energie éolienne et le SER sont affiliés à l’Association européenne d’énergie éolienne. Cette dernière travaille en profondeur sur ces

questions d'harmonisation des réglementations, afin de permettre une intégration à large échelle de l'énergie éolienne.

M. Bruno Sido, président – Il semble que l'aléa de la consommation soit cependant moins important que l'aléa de la production. Aujourd'hui, RTE sait prévoir le mouvement brownien des consommateurs. En revanche, personne ne peut prévoir l'intensité du vent. Ainsi, personne n'avait prévu plus de 12 heures à l'avance l'arrivée d'une tempête sur le Golfe de Gascogne la semaine dernière. Au final, puisque nous sommes dans l'incapacité de prévoir la production d'une éolienne, ne serons-nous pas obligés, en schématisant à l'extrême, de coupler chaque éolienne à une centrale thermique ? Quand l'éolienne tourne, nous pouvons arrêter la centrale thermique, mais, lorsqu'elle s'arrête, nous redémarrons la centrale thermique. Au final, l'investissement est double et induit un surcoût non négligeable.

Au-delà, nous devons considérer le fait que ces centrales thermiques émettent beaucoup de gaz à effet de serre. De fait, l'éolien serait producteur indirect de gaz à effet de serre. Comment éviter de tels désagréments ? Je souhaiterais par ailleurs que vous répondiez clairement sur la question du seuil maximal d'éolien dans le bouquet énergétique dans l'optique de la préservation de la sécurité d'approvisionnement pour le consommateur.

M. Marcel Deneux, rapporteur – La France présente l'avantage de posséder des ressources hydrauliques importantes. Les pays qui n'en disposent pas connaissent des difficultés plus grandes encore en la matière.

M. Bruno Sido, président – En effet, la situation est pire encore pour ces pays. Concentrons-nous cependant sur le cas particulier de la France.

M. Jean-Yves Grandidier – Beaucoup pensent à tort que la production éolienne n'est effective que pendant 25 % de l'année. Un modèle plus proche de la réalité consisterait à dire qu'une éolienne produit 25 % de sa puissance nominale durant toute l'année. La France a pour particularité de présenter des régimes de vent très différents à un instant donné. Les conditions au bord de la Méditerranée sont rarement identiques à celles que l'on retrouve au même moment sur la façade atlantique. Cette dernière est d'ailleurs tellement étendue que les événements ne se produisent pas simultanément sur toutes les parties de la côte. De fait, la France dispose d'un très bon foisonnement éolien.

Avec 10 000 MW installés, la production réelle ne dépassera jamais 8 000 MW. En réalité, ces éoliennes produiront de manière quasi continue 3 000 MW. La production oscillera entre 1 000 MW et 5 000 MW pendant 70 % de l'année. La production dépassera 5 000 MW pendant 15 % de l'année et se situera sous 1 000 MW pendant les 15 % restants. Nous constatons qu'il s'agit d'une production bien plus régulière que l'on ne veut le croire. Son installation permet d'éviter d'avoir recours à un certain nombre de centrales thermiques.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Vous ne répondez pas directement à la question du Président. Il est nécessaire en fait d'adosser une centrale thermique à l'éolien afin que le réseau puisse s'ajuster.

M. Jean-Yves Grandidier – Il s'agit en réalité de moyens d'ajustement.

M. Bruno Sido, président – Nous disposons déjà d'un début de réponse. Il n'est pas nécessaire de coupler l'équivalent de 100 % de la puissance éolienne. 70 % peuvent suffire.

M. Jean-Yves Grandidier – Cela n'est pas exact. Les exemples du Danemark et de l'Espagne devraient nous éclairer à ce sujet. Ces deux pays n'ont jamais construit une seule centrale thermique supplémentaire pour permettre d'ajuster leur réseau et pallier la variabilité de l'éolien. Ils utilisent des installations déjà en fonction pour ce faire.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Les centrales thermiques ne démarrent pas aussi vite qu'une centrale hydraulique : il faut entre 30 minutes et 2 heures pour mettre en marche ces installations.

M. Jean-Yves Grandidier – La variation de production d'une heure sur l'autre peut atteindre 2 000 MW. Ceci dit, de tels événements sont prévisibles. Nous sommes aujourd'hui capables de prévoir à court terme les variations de production. L'éolien ne saurait représenter 100 % de la production française. Néanmoins, nous sommes en mesure d'anticiper le démarrage ou l'arrêt de centrales thermiques en fonction de la baisse ou de l'augmentation de la capacité éolienne.

Le problème de l'extrême pointe mérite d'être posé. Il permet de déterminer la capacité de substitution de l'éolien. Selon l'étude effectuée par RTE à ce sujet, une puissance éolienne de 10 000 MW correspond en réalité à une puissance moyenne de 2 860 MW. Nous étions parvenus à une conclusion semblable quelques mois plus tôt, même si nous ne disposons pas d'outils aussi performants que RTE. La capacité de substitution à la pointe s'établit donc à 30 % pour une sécurité de fonctionnement identique.

Par ailleurs, une telle installation de 10 000 MW éoliens permet en fait de produire 24 TWh en l'espace d'une année, ce qui correspond à la production de 3 000 MW thermiques qui fonctionneraient pendant 8000 heures par an. 10 000 MW éoliens se substituent ainsi à 3 000 MW thermiques à la fois en énergie et en puissance. Cette étude conclut donc au fait que 10 000 MW d'éolien offrent une capacité de substitution de 3 000 MW de thermique à niveau de sécurité équivalent. Par conséquent, les besoins à l'extrême pointe pour RTE, qui atteindront 1 000 MW par an à partir de 2009, seront couverts par la capacité de substitution qu'offrira alors l'éolien entre 2009 et 2012 si la feuille de route présentée précédemment est respectée. Cette capacité éolienne nous épargnera des investissements dans le thermique. Au-delà de l'extrême pointe, les capacités existantes suffisent largement.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Aujourd’hui, vous rassemblez plus de 160 producteurs, petits et gros. Comment vous adapterez-vous lorsque deux d’entre eux disposeront de 15 % à 20 % du marché ? Un tel changement engendrera-t-il des perturbations dans la politique éolienne ?

M. Jean-Yves Grandidier – En Allemagne, de nombreux petits acteurs coexistent. A l’inverse, en Espagne un nombre restreint de grands acteurs se partagent l’essentiel du marché. Une telle mutation avec l’arrivée de ces grands acteurs ne nous fait pas peur. Nous nous félicitons d’ailleurs du fait que de grands électriciens commencent à s’intéresser au marché de l’éolien. Ceci signifie qu’ils croient à l’avenir de l’éolien et qu’ils pensent que cette énergie sera amenée à occuper une part croissante dans le mix énergétique. Le rachat de plusieurs sociétés françaises par Enel, Endesa ou Iberdrola ne peut que nous encourager. Ces grands groupes essaient de poser le pied en France par le biais de l’éolien.

M. Marcel Deneux, rapporteur – De manière concrète, quelles sont vos relations avec RTE ? Quand prévenez-vous le régulateur de votre production ? Quels délais devez-vous tenir ?

M. Jean-Yves Grandidier – Les producteurs éoliens en France ne sont pas soumis à ce type d’obligation, contrairement à ce qui se passe en Espagne.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Ainsi, vous entrez sur le réseau sans notification et en sortez de même. Cela ne saurait durer.

M. Jean-Yves Grandidier – Je suis d’accord avec vous sur ce point. En Espagne, les producteurs doivent fournir une prévision entre 12 et 36 heures. Au moment de la fixation des nouveaux tarifs, nous avons proposé à la direction de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME) de s’appuyer sur l’exemple espagnol pour instaurer un système de prévision de production. Nous y sommes prêts.

M. Bruno Sido, président – Plus l’éolien se développera et plus cette nécessité s’imposera.

M. Michel Sergent – Comme la Somme, le Pas-de-Calais est aujourd’hui en pointe en matière d’énergie éolienne. Des projets de première importance doivent voir le jour au cours des prochaines années. Certains d’entre eux posent néanmoins des difficultés en matière de raccordement au réseau haute tension et aux postes sources. Ces problèmes sont-ils récurrents et quelles sont les limites techniques de telles implantations ?

Par ailleurs, je souhaitais revenir sur la question de l’éolien off-shore. Les machines off-shore ne sont pas plus fragiles que les éoliennes terrestres, mais sont soumises à des contraintes plus importantes. Dans le Nord-Pas-de-Calais, deux d’entre elles se sont récemment effondrées. La pêche artisanale et côtière voit d’un très mauvais œil ce type d’implantation.

M. Bruno Sido, président – Combien ces 18 000 MW qui doivent être installés à terme en France représentent-ils d'éoliennes ? Nous ne saurions négliger certaines questions comme l'aspect visuel, l'obtention des permis de construire ou encore le droit de regard de l'architecte des bâtiments de France.

M. Marcel Deneux, rapporteur – 18 000 MW équivalent à 9 000 éoliennes de 2 MW. Cependant, quelques éoliennes de 2,5 MW sont aujourd'hui déjà en fonction.

M. Jean-Yves Grandidier – C'est exact.

M. Bruno Sido président – Nous compterons alors en moyenne une centaine d'éoliennes par département.

M. Jean-Yves Grandidier – Ce chiffre est à rapprocher des 30 000 châteaux d'eau installés en France.

M. Bruno Sido, président – Les châteaux d'eau ne sont pas aussi hauts que les éoliennes.

M. Jean-Yves Grandidier – En Allemagne, 20 000 MW sont installés pour l'essentiel dans le nord du pays et, plus particulièrement, dans le Schleswig-Holstein. Une visite dans la région vous permettrait de constater que ces installations ne dénaturent pas outre mesure le paysage.

En ce qui concerne le raccordement, nous rencontrons quelques difficultés dans le sud de la France. Le Languedoc-Roussillon est doté d'un potentiel éolien important, d'autant que la région est plutôt peu peuplée. Aujourd'hui, cependant, cette région est en passe d'être supplantée par la Picardie et le Centre. Nous y sommes confrontés à une faible densité du réseau. En région Midi-Pyrénées, nous rencontrons d'autres difficultés, liées pour l'essentiel à la concurrence de l'hydraulique.

Sur ce plan, nos relations s'améliorent franchement avec RTE. Ce dernier ménage aujourd'hui de la place pour l'éolien sur son réseau. Dans les régions au réseau peu dense, RTE accepte d'augmenter ses capacités d'accueil à condition que les producteurs lui fournissent une prévision à court terme, c'est-à-dire pour les 24 heures à venir. Aujourd'hui, les calculs de RTE et d'EDF Réseau Distribution (ERD) incluent systématiquement la consommation minimale, la production éolienne maximale et la production hydraulique maximale. En réalité, la production éolienne est généralement proche du tiers de sa puissance nominale. En instaurant un système de prévision de la production éolienne, nous reportons la question du besoin de renforcement de réseau.

Dans certaines régions, particulièrement en Languedoc-Roussillon et dans le sud du massif central, il sera assurément nécessaire de renforcer le réseau. Néanmoins, le fait d'accroître la place de l'éolien en réduisant celle de l'hydraulique devrait contribuer à contourner ce problème.

M. Bruno Sido, président – Avant le début de la réunion, vous me signaliez qu'il était possible de brancher les éoliennes 6 par 6 sur le réseau

20 000 volts. Pouvez-vous nous confirmer cette information importante en termes de branchement et de maillage ? En effet, les implantations d'éoliennes doivent répondre à deux impératifs, à savoir la présence de vent et l'existence d'une consommation suffisante dans la région.

M. Jean-Yves Grandidier – L'énergie éolienne a pour avantage d'être décentralisée. Dans des régions comme la Picardie, le Nord-Pas-de-Calais ou la Champagne, l'énergie produite par les éoliennes sera avant tout consommée dans la boucle 20 000 volts.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Dans la Somme, nos postes source sont saturés. Les opérateurs s'interrogent donc aujourd'hui sur la possibilité de les renforcer et sur la distance qui les sépare de la ferme éolienne. Ils connaissent aujourd'hui les réponses à ces questions mais ne semblent pas prêts à partager ces informations. A quelle distance la ferme doit-elle se trouver du poste source pour que l'installation soit encore rentable ?

M. Jean-Yves Grandidier – Nous ne connaissons pas encore de situation de saturation.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Dans le Pas-de-Calais et la Somme, nous y sommes d'ores et déjà confrontés. EDF nous propose de construire nous-mêmes un poste source.

M. Jean-Yves Grandidier – Je m'occupe personnellement de dossiers dans ces départements. Nous n'avons jamais eu besoin de postes sources supplémentaires. Dans certains cas où la ferme est très éloignée du premier poste source, il peut être avantageux d'en construire un nouveau sur une ligne de transport qui passe à proximité. France énergie éolienne et le Syndicat des énergies renouvelables se sont penchés sur cette question. Au travers d'une étude, nous avons étudié la répartition de l'énergie éolienne sur le territoire national département par département. Nous essayons ainsi, avec RTE, d'identifier les points où surgiront les premières contraintes.

Au niveau local, il se peut que de telles difficultés soient apparues çà et là. En tout cas, en ce qui concerne plus particulièrement la Somme, je peux affirmer que les postes de Roye, d'Abbeville ou encore de Beauchamps ne sont pas saturés.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Celui de Doullens est en revanche saturé.

M. Jean-Yves Grandidier – Il est possible que cela soit le cas pour quelques postes.

M. Gérard Longuet – Ma question sera pratique et comptable. Les coûts de démontage d'une éolienne sont-ils provisionnés dans le compte d'exploitation ?

M. Jean-Yves Grandidier – La loi du 2 juillet 2003 « urbanisme et habitat » nous oblige à les provisionner. Néanmoins, les décrets d'application

de ces dispositions ne sont pas encore parus. Pour ma part, en tant qu'opérateur, je les inclus dans les plans d'affaires.

M. Gérard Longuet – Combien ce démontage coûte-t-il ?

M. Jean-Yves Grandidier – Il représente environ 1 % du coût de la construction.

M. Gérard Longuet – Il s'agit là d'un chiffre raisonnable.

M. Bruno Sido, président – Vous n'avez pas répondu à la question sur le parc off-shore.

M. Jean-Yves Grandidier – Il semble effectivement que l'implantation de parcs éoliens off-shore pose quelques problèmes dans le Pas-de-Calais. Certains pêcheurs voient cette idée d'un mauvais œil. Les premiers parcs off-shore devaient à l'origine s'implanter dans le Languedoc-Roussillon au large de Port-la-Nouvelle. La plupart des pêcheurs semblaient en accord avec ce projet, dans la mesure où il instaurait une barrière entre la pêche hauturière et la pêche côtière.

Dans le Pas-de-Calais, la situation est différente. La zone de pêche n'est pas large et les conflits d'usage sont déjà nombreux. Ces données peuvent certainement expliquer ces réticences. Il appartient à la filière éolienne d'écouter les pêcheurs et de comprendre leurs pratiques et leurs inquiétudes. C'est en lançant une concertation avec eux que nous parviendrons à trouver un terrain d'entente, en suivant les exemples d'implantations réussies. Nous pourrons ainsi définir des solutions qui respectent tout à la fois la nécessité de développer l'éolien off-shore et les activités de pêche.

M. Bruno Sido, président – Nous pouvons aisément comprendre que les marins et le chef d'état-major de la marine ne sont pas favorables à l'implantation d'éoliennes qui constituent une gêne au trafic maritime. De même, le chef d'état-major de l'armée de terre s'oppose à la construction d'éoliennes qui deviennent des obstacles sur les couloirs aériens pour des avions plus fragiles encore que les bateaux. Les conflits d'usage sont nombreux.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Les pêcheurs estiment que cela pourrait troubler la reproduction des poissons dans les frayères. A ce jour, aucune étude ne prouve le contraire.

M. Bruno Sido, président – Les chasseurs ont des craintes similaires.

M. Jean-Yves Grandidier – Nous envisageons d'amener les pêcheurs au Danemark, sur des sites éoliens off-shore, afin qu'ils puissent discuter avec les pêcheurs locaux. Nous avons entrepris des opérations similaires pour les parcs terrestres. Voilà quelques années, j'ai emmené un maire sur le site de Port-la-Nouvelle, afin qu'il puisse constater sur place ce que représenterait une telle installation sur sa commune. Tout au long du trajet, il me faisait part de ses préoccupations concernant le bruit. Après avoir

discuté avec l'adjoint au maire de la commune de Port-la-Nouvelle, j'ai emmené le maire en question sur le site même. A quelques mètres de là, je demande au maire s'il souhaite vérifier par lui-même les nuisances sonores des éoliennes, car elles étaient alors en fonction. Rassuré par sa conversation avec l'élu, il m'a affirmé que cela n'était pas nécessaire.

De même, nous devons créer un dialogue entre les pêcheurs dans les futures zones d'implantations d'éoliennes off-shore et d'autres pêcheurs déjà confrontés à cette situation. Je ne pense pas que les pêcheurs du Pas-de-Calais soient de mauvaise foi. Je comprends leurs inquiétudes face à une activité nouvelle. Il nous appartient de faire la démonstration de notre innocuité pour le milieu. A ce sujet, je tiens à signaler que les japonais coulent volontairement de fausses épaves, parce qu'elles constituent un abri de choix pour nombre de poissons. L'arrivée d'éoliennes pourrait ainsi contribuer à la redynamisation des zones côtières qui s'appauvrissent rapidement sur le plan de la biodiversité.

M. Bruno Sido, président – La commission européenne a présenté le 10 janvier le paquet énergétique. Il préconise d'intégrer 20 % d'énergies renouvelables dans le bouquet énergétique. En quoi l'éolien et les énergies renouvelables, de manière générale, peuvent-ils contribuer à la sécurité d'approvisionnement de la France ? En fait, ces énergies ne représentent-elles pas un danger en la matière ?

M. Jean-Yves Grandidier – Avant tout, soulignons le fait qu'il s'agit d'énergies indigènes. Pour leur production, nous ne dépendons pas de l'étranger. Un tel avantage est indéniable. Rien ne peut nous empêcher d'utiliser les éléments à l'origine de ces énergies. Au-delà du fait qu'elles permettent de produire une énergie propre, nous avons démontré qu'elles n'étaient pas sans intérêt sur le plan de la sécurité d'approvisionnement. La variabilité de l'éolien est réelle, mais elle ne constitue en aucun cas une donnée insurmontable. De plus, cette variabilité est relativement bien corrélée avec la consommation, si bien que l'énergie éolienne peut apporter un complément en cas de besoin.

Par ailleurs, les objectifs européens ne concernent pas que la seule électricité. La chaleur et le transport sont également intégrés dans ce paquet. Or, en matière de transports, l'objectif a été fixé à 10 % d'incorporation de biocarburants. Dès lors, afin d'atteindre le seuil global de 20 %, il nous faudra dépasser largement ce seuil de 20 % sur l'électricité. L'éolien représente une opportunité de taille en la matière et, plus particulièrement, les gisements off-shore à l'horizon 2020 mais surtout 2030 où nous disposerons de technologies qui permettront d'installer des éoliennes de manière économique dans des zones où les fonds marins sont importants.

Les objectifs européens en matière d'électricité peuvent être assez aisément atteints en levant les obstacles. En revanche, sur l'aspect biocarburants, le respect des engagements risque de s'avérer plus complexe. En effet, la demande dans le domaine des transports devrait atteindre

40 millions de tonnes équivalent pétrole (TEP) à l'horizon 2020. Il nous faudrait donc produire 4 millions de TEP pour atteindre l'objectif fixé par la Commission européenne. Pour cela, il nous faudrait consacrer près de 15 % de notre surface agricole utile à cette seule activité. En matière de chaleur, l'objectif de 20 % représente 25 à 26 millions de TEP. L'essentiel pourra être réalisé par la biomasse, par le biais d'un usage intensif de la forêt française. Cela ne sera pas aisé. Pour l'éolien, le problème des limites est encore loin de se poser. Nous pouvons aisément atteindre le seuil de 70 TWh à l'horizon 2020 et 130 TWh au-delà. La partie électrique présente plus d'opportunités que les transports et la chaleur, où nous serons rapidement confrontés aux limites de nos territoires.

M. Michel Billout, rapporteur – Vous présentez le développement du parc éolien comme un axe majeur de développement pour atteindre les objectifs européens. Dans votre propos introductif, vous remarquiez que, pour stimuler ce développement, il était nécessaire d'assouplir les règlements en la matière. Pouvez-vous préciser votre propos ? Quelles mesures concrètes vous semblent nécessaires ?

M. Jean-Yves Grandidier – Nous sommes confrontés à plusieurs problèmes. Le premier a trait aux radars. Le second porte sur les zones de développement de l'éolien (ZDE). Il ne tient peut-être qu'au fait que ce mécanisme doit progressivement se mettre en place. Enfin, un troisième problème concerne l'instruction des permis de construire. Le temps moyen actuel d'instruction des dossiers avoisine 18 mois, alors que le délai réglementaire est de 5 mois. Je souhaiterais que les administrations soient soumises à des délais plus courts.

Les dossiers présentés à l'administration présentent des cas de figure très divers. Face à cette complexité et aux nombreuses annulations de permis par les tribunaux administratifs, j'ai pu observer une certaine prudence au sein de ces administrations. Je peux comprendre aisément la réticence d'un préfet à l'aune de ces risques. Pour contourner cela, il serait important de mettre en place un comité national éolien, chargé de proposer des aménagements de la réglementation et d'émettre des avis pouvant se substituer au préfet le cas échéant. Ainsi les préfets seraient-ils couverts lorsqu'ils peinent à prendre une décision. Cette instance, qui serait composée d'experts, d'industriels, de spécialistes, de représentants de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et des ministères, pourrait décharger les préfets de cette tâche. Les radars représentent un autre type de contraintes.

M. Bruno Sido, président – A quel type de radars faites-vous allusion ?

M. Jean-Yves Grandidier – Je pense à la fois aux radars militaires ainsi qu'à ceux de Météo France et, plus particulièrement, aux plus récents qui utilisent l'effet « Doppler ». Je ne nie pas le fait que l'implantation d'éoliennes perturbe le fonctionnement de ces radars. J'estime cependant que l'enjeu du développement du parc éolien est plus important que celui de l'amélioration

des prévisions météorologiques, sauf sur les sites sensibles. En effet, l'effet « Doppler » permet de détecter à très court terme des événements climatiques soudains, comme la grêle ou l'orage. Hormis le cas particulier de ces zones sensibles, où les installations d'éoliennes sont rares, il me semble que nous pouvons accepter une perturbation dans un rayon de 5 km autour du champ d'éoliennes. Même dans ces cas, nous bénéficions encore de données dont la précision est comparable à celle qui avait court voilà deux ans. Les radars utilisant l'effet « Doppler » ne couvrent à l'heure actuelle qu'une très petite partie du territoire. La station météo d'Abbeville dans la Somme fonctionne aujourd'hui parfaitement, malgré la proximité d'éoliennes.

M. Bruno Sido, président – Vos arguments valent aussi pour les architectes des bâtiments de France.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Le problème réside dans le fait que la météorologie ne dépend pas du ministère de l'industrie.

M. Jean-Yves Grandidier – En ce qui concerne les radars militaires, l'enjeu est évident. Nous ne pouvons nous permettre de perturber la sécurité nationale. Je pense cependant que les éoliennes n'engendrent aucune perturbation sur les radars de moyenne et de haute altitude, qui représentent 70 % des installations militaires. J'ai rencontré à plusieurs reprises des officiers chargés de l'exploitation de ces radars. Ils m'ont conforté dans mon opinion. C'est en vertu du principe de précaution que toute avancée dans ce domaine est aujourd'hui exclue.

M. Bruno Sido, président – Qu'en est-il des radars de circulation aérienne civile ?

M. Jean-Yves Grandidier – Il existe des zones de servitude qui nous empêchent d'installer des éoliennes à proximité des aéroports.

M. Bruno Sido, président – Je pensais plus particulièrement aux autres radars de la Direction générale de l'aviation civile.

M. Jean-Yves Grandidier – Ces difficultés sont bien connues. Pour éviter les conflits d'usage, nous proposons de concentrer autant que possible les servitudes techniques et environnementales pour les nouveaux aménagements. Il est ainsi envisagé d'implanter un radar à proximité des centrales nucléaires de Paluel et Penly. Or, cette région compte déjà de nombreuses éoliennes. Ce radar va donc être implanté au milieu de champs éoliens déjà en exploitation. Cependant, cette implantation gèle tous les projets dans le secteur. Même si les sites retenus sont plus éloignés que les éoliennes existantes, ces projets seront systématiquement refusés. Pourtant, de par leur distance, ces installations ne devraient pas engendrer autant de perturbations que les installations existantes. Parallèlement, il est déjà impossible d'implanter des éoliennes sur la Côte d'Opale. Dès lors, pourquoi ne pas avoir construit cet équipement sur la Côte d'Opale ? De fait, deux zones sont interdites à l'éolien, alors qu'il était possible de limiter le conflit d'usage à une seule zone. Il serait important de mener une réflexion sur

l'aménagement du territoire en incluant la nécessité de développer l'énergie éolienne.

M. Jacky Pierre – Nous avons abordé les questions techniques mais nous ne nous sommes à aucun moment penchés sur les questions économiques. Jusqu'où pouvons-nous aller dans la logique de rachat systématique des kWh produits par l'éolien ?

M. Jean-Yves Grandidier – Nous avons travaillé autour de l'hypothèse d'un développement de 8 000 à 9 000 MW d'éolien dans le cadre de l'obligation d'achat à 82 euro par MWh entre 2007 et 2011. Nous avons étudié le coût de ce programme pour la contribution au service public de l'électricité (CSPE) jusqu'à 2026, dans la mesure où ces centrales bénéficieront d'un contrat de 15 ans.

La CSPE est calculée par la CRE en fonction du prix de l'électricité du marché. Entre 2003 et 2006, le prix de l'électricité a augmenté en moyenne de 20 % chaque année. J'ai préféré retenir une hypothèse d'augmentation annuelle de l'ordre de 5 %. Il s'agit d'une hypothèse plutôt pessimiste, même si les coûts ne peuvent qu'augmenter au cours de la période. Le prix de marché du MWh s'élève à 58 euros en 2007, conformément à la communication récente de la CRE. En tablant sur une augmentation régulière des prix de 5 %, la contribution à la CSPE s'avère positive jusqu'en 2015. Les consommateurs seront donc obligés de payer plus cher pour le développement de l'éolien. Ensuite, la contribution devient négative. Les producteurs éoliens génèrent alors une rente pour la collectivité.

Mme Nicole Bricq – Vous considérez donc que vous atteindrez le point d'équilibre en 2015.

M. Jean-Yves Grandidier – Tel sera le cas si l'hypothèse d'une augmentation régulière de 5 % du prix se vérifie. Si les tarifs augmentent plus vite, l'équilibre sera atteint plus tôt. Si le chiffre réel est inférieur, ce moment sera retardé. En réalité, le point d'équilibre varie beaucoup en fonction des prix.

Sur la base de l'hypothèse d'une augmentation quatre fois inférieure à celle constatée au cours des quatre dernières années, le prix de l'électricité d'origine éolienne rejoint le prix du marché en moyenne annuelle en 2015. Sur cette base, entre 2015 et 2026, l'économie pour le consommateur représente un peu plus d'un milliard d'euros. Les sommes consacrées par les contribuables aujourd'hui au développement du secteur correspondent en réalité à un prêt à 5 % ou 6 %. Si l'augmentation s'avère supérieure, le résultat sera plus favorable encore pour le consommateur. Nous savons pertinemment que le prix de l'électricité est destiné à croître régulièrement. En fait, sur la base d'une hypothèse que nous pouvons qualifier de très raisonnable, l'éolien générera rapidement des rentes pour le consommateur.

Au Danemark, une étude a permis de déterminer que l'éolien avait permis de faire baisser de 10 à 15 % le prix du marché de l'électricité. Cette

situation s'explique par le fait que l'électricité d'origine éolienne est soumise à une obligation d'achat. Cette énergie s'insère donc sur la base de l'empilement. De fait, elle autorise le Danemark à ne plus recourir aux filières thermiques, très coûteuses. En France, l'éolien permettra également de réduire les prix du marché.

Enfin, dans la mesure où cette énergie ne dépend pas des importations, elle constitue un facteur de stabilité des prix. D'un point de vue économique, nous avons tout intérêt au développement de l'éolien. Nos enfants en tireront assurément les bénéfices.

M. Ambroise Dupont – En ce qui concerne les complications administratives, je souhaitais savoir si la proximité de la date d'application de la loi sur la mise en place des ZDE, le 13 juillet prochain, avait accéléré le dépôt de demandes de permis de construire et freiné les accords administratifs dans l'attente de l'entrée en vigueur de la loi ?

M. Jean-Yves Grandidier – Je ne saurais répondre sur une éventuelle augmentation du nombre de dossiers de demande. Nous attendons les résultats de l'enquête du ministère de l'industrie sur le nombre de permis déposés en 2006. Ces résultats devraient être disponibles en juin ou juillet. Je ne suis cependant pas persuadé que nous constaterons une augmentation. Certains projets développés ces dernières années entrent dans le cadre de la période transitoire. Je veux croire que les promoteurs de ces projets feront leur possible pour déposer leur dossier avant le 13 juillet. Au-delà, de nombreux projets développés aujourd'hui entrent dans le cadre des ZDE. Par exemple, mes projets en Champagne ou dans la Marne font l'objet d'une demande de ZDE.

Au-delà, certains préfets, comme celui de la Somme, ont déclaré qu'ils ne donneraient plus de notification de délai d'instruction de permis de construire sur les projets qui ne sont pas déposés dans le cadre d'une ZDE. Il l'a déclaré publiquement lors du colloque national éolien en novembre dernier. Pourtant, une telle posture est contraire à la loi et à son esprit.

M. Marcel Deneux, rapporteur – En réalité, il reprend une interprétation de la lettre de Matignon aux préfets en mai dernier. J'ai eu l'occasion d'en discuter avec le préfet de région. Le préfet de la Somme est parfaitement couvert lorsqu'il tient de tels propos.

Par ailleurs, la Commission européenne a fixé pour objectif le seuil de 20 % d'énergies renouvelables dans le bouquet énergétique d'ici à 2020. Voilà deux ans, la France s'était engagée à atteindre l'objectif de 21 % d'ENR électriques. Aujourd'hui, la France se situe autour de 15 % à 16 % d'énergies renouvelables, grâce à ses ressources hydrauliques. Néanmoins, la part de l'hydraulique régresse régulièrement.

M. Jean-Yves Grandidier – Je dois préciser que l'objectif du « paquet énergie » concerne le secteur énergétique dans son ensemble, à savoir la chaleur, les transports et l'électricité. Pour respecter cet objectif, il nous

faudra atteindre 10 % dans le domaine des transports, un peu moins de 50 % dans le domaine de la chaleur et autour de 30% en matière d'électricité, tout ceci à l'horizon 2020 et en tenant compte d'un vigoureux effort pour réduire notre consommation primaire d'énergie de 12 % sur la même période. L'objectif que se fixait la France concernait uniquement l'électricité. Elle souhaitait atteindre 21 % d'électricité d'origine renouvelable dans son bouquet à l'horizon 2010. Les objectifs européens à l'horizon 2020 sont ambitieux.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie, M. Grandidier.

AREVA

2 mai

M. Bertrand Barré, conseiller scientifique auprès de Mme Anne Lauvergeon, présidente

M. Bruno Sido, président – Bonjour à tous. Je vous remercie de votre présence. Depuis trois mois, nous étudions la sécurité d’approvisionnement de l’électricité en France. Nous avons mené un certain nombre d’auditions et effectué des voyages à l’étranger, puisqu’avec l’interconnexion des réseaux, la situation de la France dépend en partie de celle de ces voisins. Nous terminons nos auditions ce mois-ci. L’audition de M. Bertrand Barré, conseiller scientifique auprès de la présidente du directoire d’AREVA, vise à mieux nous faire comprendre le rôle primordial d’AREVA en la matière. Nous allons donc, Monsieur, commencer par vous écouter, puis nous vous poserons des questions.

M. Bertrand Barré, conseiller scientifique auprès de Mme Anne Lauvergeon, présidente du directoire d’AREVA – Merci, M. le président. Si vous le permettez, je vais commencer par me présenter ainsi qu’AREVA et ensuite, je positionnerai les activités d’AREVA par rapport à ces problèmes. Retraité du CEA, je suis actuellement conseiller scientifique au sein d’AREVA. Je suis également professeur émérite de génie atomique à l’Institut national des sciences et techniques nucléaires, où je donne un cours sur les filières comparées de réacteurs. Je suis aussi vice-président du comité scientifique et technique d’EURATOM. J’ai enfin participé au Forum européen de l’énergie et des transports, créé par Mme Loyola de Palacio et présidé par M. André Merlin. Ma compétence est donc principalement nucléaire et je ne saurai peut-être pas répondre à vos questions sur les autres activités d’AREVA. Dans ce cas, je vous ferai parvenir ultérieurement les documents nécessaires.

AREVA compte 60 000 collaborateurs, dont la moitié travaille en France et 20 % dans le reste de l’Europe, et elle recrute actuellement plus de 8 000 personnes par an. Son chiffre d’affaires avoisine les 10 milliards d’euros, répartis par tiers entre la France, le reste de l’Europe et le reste du monde. Le résultat opérationnel s’élève à plus de 500 millions d’euros et les dépenses de recherche et développement à près de 600 millions d’euros, ce qui représente donc un peu moins de 6 % du chiffre d’affaires.

Sur le sujet évoqué aujourd’hui, AREVA peut être caractérisée par son slogan « Nos énergies ont un avenir, un avenir sans CO₂ ». Nous croyons effectivement qu’il n’y a pas de développement sans énergie, que les besoins de développement dans l’ensemble du monde sont encore considérables et que le risque climatique est une réalité. Dans ce contexte, si l’utilisation des combustibles fossiles continuait à croître pour fournir de l’énergie, cela poserait un problème planétaire. Nous nous trouvons donc confrontés au

dilemme suivant : d'ici 2050, la consommation mondiale d'énergie va être multipliée par deux alors qu'il faudrait diviser par deux les émissions mondiales de CO₂. Or, cet objectif semble difficile à atteindre quand, aujourd'hui, 80 % de l'énergie mondiale provient de la combustion du charbon, du pétrole et du gaz. Il n'existe pas de solution miraculeuse et la mobilisation de toutes les connaissances s'avère nécessaire. L'action prioritaire consiste d'abord, à travers les comportements ou les progrès techniques, à influencer sur la demande par l'augmentation de l'efficacité énergétique et la réduction des consommations d'énergie : cette approche permet des réductions immédiates des émissions de gaz à effet de serre. Il faut ensuite influencer sur l'offre et augmenter la part des énergies n'émettant pas de gaz à effet de serre : le nucléaire et les énergies renouvelables. Mais comme ces efforts ne suffiront pas à régler le problème, accru par un inéluctable retour du charbon, notamment en Chine, il faudra enfin généraliser la capture et le stockage de gaz carbonique lorsque de telles actions seront réalisables, techniquement et économiquement.

Le problème comporte donc trois volets. AREVA se positionne sur le second en développant le nucléaire et les énergies renouvelables. Le groupe est principalement connu pour son rôle dans le nucléaire, secteur qui représente effectivement 70 % de ses activités. Les autres, provenant d'Alstom, concernent la transmission et la distribution du courant et sont fondamentales pour la sécurité de l'alimentation électrique puisque l'énergie produite doit nécessairement être acheminée. Dans la logique de cette problématique, AREVA a enfin la ferme volonté de devenir producteur de certaines énergies renouvelables, essentiellement aujourd'hui l'éolien et la biomasse, mais aussi à l'avenir -des recherches en ce domaine étant menées de manière encore modeste aujourd'hui- la pile à combustible, dans l'optique de la future utilisation de l'hydrogène, exempte d'émission de gaz à effet de serre.

Les différents pays européens sont interconnectés. Ces interconnexions se révèlent absolument nécessaires à la mutualisation des équipements de réserve et de secours et permettent de tirer profit, dans certains cas, de décalages horaires dans les demandes d'énergie. Dans le cadre de la liaison en courant continu entre la France et le Royaume-Uni, l'énergie est majoritairement transportée de la France vers le Royaume-Uni. Cependant, en cas de décalages dans les pics de consommation entre les deux pays, le courant peut parfois faire le chemin inverse. Les interconnexions sont donc essentielles, mais elles peuvent cependant constituer des points de vulnérabilité, surtout lorsqu'il s'agit de grandes interconnexions internationales, comme l'a illustré la grande panne connue par l'Italie en 2003.

La libéralisation du marché de l'énergie complique le problème. Les transports importants d'électricité d'un pays à l'autre génèrent une déperdition d'énergie mais également des surcharges de réseau que les opérateurs ne contrôlent pas et qu'il leur est par conséquent difficile de contrer. Ainsi, pour un appel de courant de l'Italie à partir de la Belgique, l'énergie ne transitera

pas obligatoirement par la France, chemin le plus court, mais sans doute par l'Allemagne et la Suisse. Les électrons suivent en effet le chemin de moindre résistance et non le plus judicieux : ces échanges internationaux créent donc des surcharges inattendues et une vulnérabilité de l'ensemble des réseaux. Aussi le pôle « Transmission et Distribution » d'AREVA tente-t-il d'apporter aux gestionnaires de réseaux et aux producteurs des outils permettant d'analyser finement ces problèmes et d'y répondre.

Le développement de l'éolien soulève de nouveaux problèmes. En effet, les exigences de fourniture de courant sont très précises : en France, la fréquence du courant doit ainsi obligatoirement être de 50 hertz. Lorsque le réseau est surchargé, la fréquence baisse et la fourniture du courant doit alors être interrompue. Les exigences de voltage sont également très précises : si le voltage diminue trop, l'intensité augmente à puissance constante et des échauffements et des ruptures de câbles peuvent alors survenir ; si, au contraire, le voltage monte trop, des claquages d'isolant sont alors possibles. La marge de manœuvre est donc étroite.

Le principal problème de la distribution électrique réside dans la faiblesse des capacités de stockage. Avec les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), des capacités de stockage pompé, qui utilisent le courant peu coûteux des heures creuses, existent, mais leur mise en œuvre est longue -il faut remonter l'eau dans les barrages la nuit puis la passer dans les canalisations et dans les turbines pour répondre aux besoins de la journée- et des investissements d'envergure sont nécessaires.

Un autre problème réside dans la fourniture, en courant alternatif, en intensité et en différence de potentiel avec un décalage de phase précis, en phase entre les deux. Il faut ainsi fournir non seulement de la puissance active, qui correspond à l'effet Joule lorsqu'un fil est chauffé, mais aussi de la puissance réactive, qui permet la variation des champs magnétiques et donc l'induction et les moteurs. La puissance réactive est nécessaire mais pourtant non facturable : son acheminement a donc un coût très élevé. Le transport du courant alternatif exige un déphasage précis entre intensité et voltage. Le pôle transmission et distribution occupe une bonne place dans cet important système, essentiel bien qu'invisible. Ce domaine ne relève pas de ma spécialité mais j'estime que le passage au courant continu acquerra de l'importance dans les échanges internationaux. Ce dispositif est obligatoire entre la France et l'Angleterre : l'effet de capacité sous la mer aurait effectivement permis seulement la traversée de la puissance réactive, et pas celle de la puissance active. De la même manière, la Sardaigne est alimentée par l'Italie en courant continu, ce qui a du reste permis à l'île d'être épargnée par la grande panne qui a touché l'Italie en 2003 car, lorsque l'électricité passe par un redresseur onduleur, la chaîne infernale des écroulements est brisée.

AREVA offre aux électriciens utilisant l'énergie nucléaire un éventail complet de services qui, situé en aval des services offerts dans le domaine du transport et de la distribution, couvre l'ensemble de la chaîne à l'exception de la production de l'électricité et du stockage ultime des déchets : exploitation

des mines d'uranium ; enrichissement ; fabrication du combustible ; conception et construction du réacteur ; reprise du combustible utilisé et récupération des matières recyclables ; conditionnement des déchets. AREVA occupe la position de leader mondial sur l'ensemble de la chaîne, son ambition étant de conserver cette position en occupant 30 % du marché. Cet objectif ambitieux est réalisable, compte tenu des importants développements attendus en Asie.

Le modèle vedette des réacteurs d'AREVA est le réacteur pressurisé européen (EPR), dont la construction a commencé en Finlande et débute en France. L'EPR est un réacteur dit « de troisième génération », sachant qu'il existe diverses définitions de celle-ci. Selon la mienne, ce sont des réacteurs conçus après l'accident de Tchernobyl, qui a conduit à réviser la philosophie même de sûreté : avant Tchernobyl, les réacteurs devaient comporter des risques très faibles de fusion du cœur, et ces risques devaient être minorés pour chaque nouveau réacteur mais la fusion du cœur étant considérée comme hors dimensionnement. Après Tchernobyl, une nouvelle contrainte s'est imposée : aussi faible que soit le risque d'une fusion de cœur, celle-ci ne doit pas entraîner un relâchement massif de radioactivité à l'extérieur. La leçon tirée de Tchernobyl, c'est qu'un relâchement massif de radioactivité est désormais inacceptable. La conception de l'EPR est donc fondée sur un réacteur similaire aux précédents mais comprenant une enceinte qui confine la radioactivité même en cas de fusion complète du cœur : le cœur fondu est solidifié ou mobilisé sur place, tous les systèmes de sécurité étant conçus pour que l'enceinte résiste à l'accident. L'EPR est également mieux protégé contre les agressions externes, ces protections ayant encore été renforcées après les attentats contre le World Trade Center en 2001. Mais AREVA dispose également d'autres modèles de réacteurs que l'EPR, qui s'avère trop gros pour certains clients avec ses 1600 mégawatts (MW) en version de base, inadaptée à certains réseaux restreints ou sans interconnexions.

En partenariat avec le Commissariat à l'énergie atomique (CEA), dont c'est le rôle de mener la recherche à plus long terme, nous travaillons aussi sur la « Quatrième génération » de réacteurs, qui prendra le relais de l'EPR pour la fin du renouvellement du parc français et mondial. La génération IV procédera à une « approche système », c'est-à-dire à la refonte du système nucléaire dans son ensemble -le réacteur et son cycle du combustible- pour une optimisation globale. La loi 28 juin 2006 relative à la gestion des déchets comprend une clause qui astreint à continuer les recherches sur la séparation poussée et la transmutation, incluses dans le cahier des charges de la génération IV.

Le cycle du combustible connaît une forte relance, avec la prospection de l'uranium, une partie des recrutements d'AREVA étant d'ailleurs liée à cette relance. L'enrichissement au sein de l'usine d'Eurodif représente actuellement plus d'un quart du marché. Cette usine utilisant une technologie désormais considérée comme obsolète à cause de sa consommation trop élevée en électricité, nous construisons donc actuellement

une nouvelle usine qui remplacera, à partir de 2012, l'actuelle usine Georges Besse et intégrera la technologie de la centrifugation qui demande cinquante fois moins d'énergie que la diffusion gazeuse pour enrichir la même quantité d'uranium : l'économie d'énergie réalisée est donc très intéressante. De ce fait, EDF va pouvoir disposer d'une partie de la production de la centrale de Tricastin, utilisée jusqu'à présent par l'usine d'Eurodif pour un ou deux tiers, selon les saisons. AREVA veut aussi se maintenir sur le segment de la fabrication de combustible, qui représente la partie la plus ouverte et la moins consommatrice d'investissements du cycle, mais cela ne constitue pas un problème de très long terme.

AREVA cherche également à consolider la philosophie même du traitement des combustibles usés et du recyclage. Avec l'usine de La Hague, le groupe occupe de loin la première place mondiale dans ce domaine mais les déboires de son concurrent britannique BNFL sont préoccupants. AREVA a transféré une partie de sa technologie vers l'usine japonaise de Rokkasho-Mura, en cours de démarrage. Une action importante est également menée aux Etats-Unis afin de les conduire à reconsidérer les décisions, prises en 1975 et 1976, consistant à abandonner cette voie. L'objectif d'AREVA est donc d'adapter ces procédés maîtrisés aux conditions technico-politiques propres aux autres pays.

L'uranium connaît aujourd'hui une situation de crise d'anticipation et de déphasage entre l'offre et la demande, situation malheureusement fréquente pour les matières premières. Entre 1984 et 2004, les prix ont été très bas : 10 dollars par livre d'oxyde d'uranium. Ce coût très faible s'explique par la conjoncture de l'époque, avec le contre-choc pétrolier et Tchernobyl qui ont entraîné le déclin des projections nucléaires : les programmes continuaient mais les projections, très volontaristes après les deux chocs pétroliers, se sont s'effondrées. Les électriciens, qui avaient constitué des stocks d'uranium en fonction de ces projections de la décennie 70, les ont réintroduits sur le marché à la suite des annulations des projets de futurs réacteurs. A cette conjoncture dans le domaine civil s'est superposée la fin de la guerre froide et de ses importants besoins militaires, qui a conduit les Etats-Unis et l'ex-URSS à mettre également sur le marché une partie de leurs stocks militaires. La combinaison de ces éléments a donc généré des perturbations importantes sur le marché de l'uranium : ainsi, il y a encore à peine cinq ans, la moitié de la consommation d'uranium des réacteurs ne provenait pas de l'uranium de production mais de sources secondaires telles que les stockages civils et militaires ou le recyclage. Les prix de l'uranium se sont ainsi maintenus pendant vingt ans, en dollars courants, à 10 dollars par livre d'oxyde d'uranium, ce qui a placé nombre de producteurs d'uranium dans une situation très difficile : certains ont disparu et beaucoup de mines ont été fermées, alors qu'elles disposaient encore de réserves, car elles fonctionnaient à perte, leur coût d'exploitation étant supérieur au prix de vente de l'uranium. La France a ainsi fermé sa dernière mine en mai 2001. Les mines fermées sont généralement envahies par l'eau et il est très compliqué de les rouvrir, pour

des raisons humaines notamment -aussi cette option est-elle actuellement exclue. Les autres dépenses, telles que les investissements nécessaires à l'ouverture de nouvelles mines ou à l'exploration de l'uranium, ont été suspendues et, pendant toute cette période, il n'y a pas eu d'exploration : c'est d'ailleurs pourquoi les données disponibles aujourd'hui sur les réserves potentielles sont probablement sous-estimées.

En 2004, la situation a soudainement changé en raison du phénomène d'anticipation : en effet, des signaux prémonitoires d'une reprise généralisée du nucléaire dans le monde apparaissent depuis les années 2000. Aux Etats-Unis, un retournement de tendance a été constaté dès 1997 : alors que, jusqu'à cette date, certains électriciens arrêtaient encore des réacteurs, tous demandent depuis lors des extensions de durée de vie pour les réacteurs, et les obtiennent, par tranche de vingt ans. Aux Etats-Unis, la Nuclear regulatory commission (NRC) délivre en effet des autorisations par tranche fixe de quarante ans d'exploitation, voire de soixante ans pour la cinquantaine de réacteurs ayant bénéficié de mises à niveau. Le marché américain s'est en outre réorganisé : alors qu'il était auparavant très morcelé, avec 108 réacteurs détenus par 63 sociétés -soit moins de deux par société, ce qui est un fonctionnement bien loin d'être optimal puisque la logistique nucléaire engendre beaucoup de coûts fixes- un mouvement d'achat des centrales détenues par les petits propriétaires a commencé en 1997 si bien qu'aujourd'hui, six compagnies possèdent chacune un parc constitué de plus de dix réacteurs, exploité par conséquent de manière plus rationnelle, à la manière d'EDF ou de certaines compagnies japonaises. Les performances s'en trouvent donc spectaculairement améliorées et ces compagnies affichent dorénavant de très bons résultats. En 2000, lors du changement d'administration aux Etats-Unis, le marché et Wall Street se trouvaient ainsi prêts à accueillir la relance du nucléaire. Votée en 2005, la loi globale sur l'énergie, l'Energy Policy Act, comprend les éléments facilitant le redémarrage du nucléaire. Alors qu'aucun réacteur actuellement en marche aux Etats-Unis n'a été commandé après 1974 -ce qui constitue une traversée du désert importante pour le secteur-, le redémarrage semble désormais bien engagé : beaucoup d'entreprises déposent des procédures d'autorisation de site et de certification de modèle de réacteurs. AREVA participe à ce mouvement : nous sommes en cours de pré certification de l'EPR, qui intéresse deux électriciens en cas de réel redémarrage du nucléaire.

En Asie, une accélération du nucléaire est aussi constatée, notamment en Chine, en Inde, en Corée, à Taïwan et au Japon. En réalité, il ne s'agit pas d'un redémarrage mais de la confirmation d'une tendance jamais démentie. En revanche, la Fédération de Russie, après l'hibernation complète d'un programme auparavant très volontariste à la suite tant de Tchernobyl que de l'effondrement de l'URSS, connaît depuis 2001 un redémarrage de tous les chantiers. Du reste, selon moi, le concurrent le plus redoutable d'AREVA n'est pas General Electric mais Rosatom et Energoatom, qui bénéficient d'importants investissements issus du nucléaire militaire.

Quant à l'Europe, elle connaît une situation très particulière. C'est en effet la région du monde où, simultanément, il y a le plus de nucléaire, qui assure plus de 30 % de la fourniture en électricité, mais aussi la contestation la plus importante de cette source d'énergie. Cependant, si cette contestation s'est progressivement renforcée jusqu'aux événements ayant eu lieu entre 1990 et 2000, on assiste depuis à un renversement visible, affiché en Grande-Bretagne, en Slovénie, aux Pays-Bas, en Finlande... Il semble évident que la Suède n'arrêtera pas tous ses réacteurs en 2010, alors que cette mesure avait été votée en 1980. En Allemagne, avant les dernières élections générales, l'Union chrétienne démocrate (CDU) et l'Union chrétienne sociale (CSU) avaient annoncé qu'elles remettraient en cause la loi de sortie du nucléaire : mais si la coalition actuelle n'évoque plus ce sujet qui la divise, la position du gouvernement allemand semble toutefois avoir changé tant au niveau européen qu'à celui du G8 puisqu'il a levé son veto à l'évocation du nucléaire dans les communiqués du G8. L'Allemagne n'a pas encore ressenti le poids de la loi de sortie du nucléaire puisque seules deux petites centrales ont pour l'instant été arrêtées, en anticipant à peine leur durée de vie. Les arrêts plus importants doivent intervenir à partir de 2009, avec notamment celui de la centrale de Biblis-A. Or, des consultations locales ayant été menées, les autorités envisagent actuellement, avec l'assentiment des populations, de repousser cette échéance, ce qui laisse à penser que les électriciens allemands parient que la loi n'entrera jamais en vigueur. Il faut préciser qu'en application de cette loi, qui autorisait les électriciens à se répartir le nombre précis de milliards de kilowatts-heure nucléaires qu'ils avaient le droit de produire, ils ont choisi, au début, de préserver les centrales les plus récentes et d'arrêter les plus anciennes. Désormais, on constate qu'ils font l'inverse, augmentant la durée de vie des centrales les plus anciennes pour conserver ainsi les plus récentes pour le futur : pour beaucoup d'analystes, ce changement d'attitude signifie que les électriciens allemands estiment que la loi ne sera pas appliquée. Cette exégèse est largement partagée.

Reste que plusieurs pays européens conservent cependant leurs positions anti-nucléaires. Au sein de l'Union européenne (UE), certains d'entre eux adoptent des positions militantes et cherchent à arrêter le nucléaire, y compris dans les autres pays : l'Autriche est à la tête de ce mouvement qui regroupe également la Grèce, le Luxembourg, le Danemark et l'Irlande, cette dernière étant toutefois en train d'évoluer sur ce thème. L'Autriche a ainsi imposé des conditions drastiques aux pays nouvellement membres de l'UE qui, pour pouvoir l'intégrer, ont en effet dû s'engager à arrêter un certain nombre de leurs réacteurs. Or, si certains de ces engagements étaient largement justifiés, d'autres l'étaient moins : ainsi, la centrale bulgare de Kozlodouï possédait en 1992 des réacteurs en très mauvais état d'entretien, ce qui rendait indispensable l'arrêt des deux premières tranches. Mais, après que l'UE et la Bulgarie ont investi près de 500 millions d'euros pour mettre à niveau les tranches 3 et 4, les Bulgares sont obligés de les arrêter pour respecter leurs engagements européens, alors même que leur nouvelle centrale de Bellene n'est pas encore construite. Enfin, parmi les pays

qui produisent de l'énergie nucléaire, l'Espagne est celui dans lequel l'opposition de l'opinion publique est la plus virulente.

Reste que la reprise du nucléaire est quand même fortement anticipée aujourd'hui. Les électriciens cessent donc de vendre leurs stocks d'uranium et de nombreux achats d'anticipation sont effectués. Or, l'industrie de l'uranium est actuellement en piètre état et n'est pas en mesure de répondre à la demande. En 2004, les prix ont augmenté raisonnablement, de 10 à 30 dollars par livre d'oxyde d'uranium, et cette hausse a suffi à donner le signal de relance généralisée de l'exploration, non seulement par les anciens producteurs mais aussi par des start up. Mais l'ouverture d'une mine prenant entre de dix et quinze ans, le déphasage est complet et dès lors, après vingt ans de stagnation à 10 dollars, les prix spots s'élèvent désormais à plus de 100 dollars. Certes, ces prix spots ne correspondent qu'à une fraction assez faible des marchés, la plupart des contrats étant des contrats à long terme qui ne suivent pas cette envolée déraisonnable des prix. J'estime personnellement que le prix raisonnable s'établit autour de 30 dollars puisque celui-ci permet à la fois de produire, d'explorer et de mettre en service. A mon avis, le prix actuel de 100 dollars correspond ainsi à un pic qui ne perdurera vraisemblablement pas. D'ailleurs, nous avons connu une situation comparable en 1974, lorsque le redémarrage du nucléaire a été fortement anticipé après la première crise pétrolière. En 1975, la somme de tous les programmes officiels existants dans le monde conduisait à une capacité nucléaire potentielle totale de 1 800 gigawatts (GW) -alors que je rappelle qu'il n'y a eu que 370 GW de réalisés effectivement : cette anticipation ayant généré parallèlement des prévisions d'augmentation de la demande d'uranium et des contrats d'enrichissement, les prix de l'uranium ont alors considérablement augmenté, atteignant 4 dollars en 1978 -ce qui surpasse le prix d'aujourd'hui-, avant de chuter environ deux ans plus tard.

Les chiffres officiels relatifs à la réserve d'uranium disponible dans le monde, qui émanent de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) de l'Organisation de coopération et de développements économiques (OCDE), et de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), sont des compilations de données fournies à ces agences par les Etats : l'AEN a été la première à publier le « livre rouge », compilation des données fournies par les Etats de l'OCDE et mises à jour tous les deux ans, tandis que l'AIEA, basée à Vienne, s'est jointe à l'AEN pour fournir depuis quatre ans un bilan plus complet comportant des données de l'ensemble des pays du monde. La précision de ces informations n'est cependant pas homogène selon les pays. De plus, les ressources minérales, telles que l'uranium, se différencient des ressources pétrolières ou gazières en ce qu'elles se trouvent dans des gisements dont la teneur varie progressivement et non concentrées dans des poches précises : l'augmentation du prix de l'extraction induit donc l'augmentation des réserves. Ainsi, il existe plusieurs catégories de ressources qui dépendent du prix à payer pour extraire l'uranium, exprimé en dollars par kilo d'uranium -40, 80 ou 130 : chaque fois que l'on est prêt à payer plus cher,

on comptabilise de nouvelles ressources ayant un coût d'extraction plus élevé. Les ressources « assurées », dont le gisement est clairement défini, et les ressources « déduites », rattachées aux précédentes, constituent la catégorie des ressources « identifiées », notion voisine de ce que les pétroliers appellent les ressources « prouvées + probables ». Les ressources identifiées, dont le coût d'extraction est inférieur à 130 dollars par kilo, représentent 4,8 millions de tonnes d'uranium, chiffre qu'on pourra comparer à ceux de 2005 concernant la production -40 000 tonnes- et la consommation -67 000 tonnes, en raison du recours aux sources secondaires. Quant aux ressources dites « ultimes », qui regroupent les ressources « identifiées », les ressources « complémentaires » et une part de ressources « spéculatives », celles dont l'emplacement exact n'est pas connu mais dont l'existence est présumée par les études géologiques, elles représentent de 15 à 22 millions de tonnes. Ces réserves sont donc importantes. Il est également avéré que plus de 22 millions de tonnes d'uranium sont contenus dans les phosphates : des ateliers appendices d'extraction d'uranium peuvent donc être mis en place dans les usines d'engrais superphosphates. L'eau de mer recèle également de l'uranium, mais je suis assez sceptique sur la possibilité économique de le récupérer. Quoiqu'il en soit, les ressources ultimes représentent donc au bas mot 15 millions de tonnes, ce qui signifie que, pour une consommation actuelle d'environ 70 000 tonnes par an, elles permettront le fonctionnement des réacteurs nucléaires pendant... deux siècles ! Bien entendu, le développement rapide du nucléaire devrait augmenter la capacité installée de 400 GW à 1 000 ou 2 000 GW et, par conséquent, la consommation annuelle d'uranium, ce qui raccourcit donc la durée assurée par les ressources ultimes.

Mais, dans ma vision, l'uranium durable passe par le recyclage complet, c'est-à-dire la surgénération prévue par les études sur la génération IV des centrales nucléaires. La génération III a son créneau mais elle n'est pas éternelle et, si le nucléaire se développe selon les anticipations, le passage à la génération IV s'avérera nécessaire. Or, la surgénération permet d'extraire cinquante à cent fois plus d'énergie de la même quantité d'uranium : ainsi, pour faire fonctionner pendant quarante ans un réacteur de génération II ou III, on aura accumulé 5 000 tonnes d'uranium appauvri, résidu des opérations de fabrication de ses combustibles. Ce même réacteur aura en outre engendré un stock stratégique de 20 tonnes de plutonium. Cet inventaire de plutonium permet de démarrer un réacteur surgénérateur de même puissance, qui brûlera désormais une tonne d'uranium appauvri par an, le plutonium jouant alors en quelque sorte le rôle d'un catalyseur. Les résidus des réacteurs de génération III pourraient donc alimenter les réacteurs de génération IV pendant... 5 000 ans ! La réutilisation d'une même quantité d'uranium multiplierait donc par cinquante ou par cent la capacité de production d'énergie.

Cette situation se révélerait très intéressante pour la France. Si AREVA retraite un combustible utilisé pour le compte d'un électricien, ce dernier en reste le propriétaire : une fois le traitement effectué, AREVA

restitue donc l'uranium, le plutonium et les déchets. Mais la situation est différente pour l'uranium appauvri qui, considéré comme un résidu, appartient à celui qui a réalisé l'opération d'enrichissement. Dès lors, si la France est pauvre en uranium naturel, elle est riche en uranium appauvri grâce à Eurodif et ses nombreux clients. Grâce à la surgénération, la France possède ainsi une réserve potentielle très importante et utile pour l'avenir, qui permet d'éviter que le nucléaire soit limité par les ressources minérales. Les ressources en uranium seraient limitées si les modèles de réacteurs n'évoluaient pas, mais le passage à la génération IV permettra de régler ce problème. Si la génération III a également contribué à réduire d'un faible pourcentage la consommation d'uranium pour même nombre de kilowattheures produits, le véritable changement d'échelle proviendra de la surgénération. Mais bien que la physique en soit connue depuis longtemps, sa technologie est difficile à maîtriser. Elle fait appel à des matériaux plus nobles, du fait du choix technologique du refroidissement par métaux liquides, et elle demeure plus chère : elle ne sera donc pas appliquée tant que les réserves en uranium ne poseront pas de problèmes.

M. Bruno Sido, président – Je suis contraint d'abrégé cet exposé passionnant pour laisser du temps aux questions. Nous vous écouterons peut-être une autre fois sur un sujet comme la génération IV.

Mme Nicole Bricq – En attendant le futur recyclage de l'uranium, l'équilibre entre la demande et l'offre se fait encore sur les stocks : pouvez-vous nous dire pour combien de temps ? Je souhaite également revenir sur une question, illustrée par le phénomène de la production d'uranium, secteur très concentré entre les mains de quelques entreprises et très capitalistique. Pour le moment, c'est un enjeu majeur pour la sécurité de l'approvisionnement. Je voulais donc savoir comment se situe AREVA dans ce domaine.

M. Bertrand Barré – Le premier producteur mondial d'uranium est le canadien Cameco : le Canada possède en effet les ressources d'uranium les moins chères à extraire puisqu'elles y sont très concentrées. Troisième producteur et très proche du second, Rio Tinto, AREVA exploite 20 % des réserves mondiales. Producteur dans tous les pays - au Canada, dans des *joint-ventures* avec Cameco, au Niger, au Kazakhstan... AREVA explore également dans de nombreux pays, son intention de rester en tête dans ce domaine l'ayant conduit à effectuer d'importants investissements dès les premiers signaux de retournement du marché. La production était déjà considérable au Canada et au Niger, pays où l'exploration a été relancée car nous savions à l'avance que de forts prolongements de gisements identifiés existaient. AREVA est également présent en Ouzbékistan, en Mongolie... L'uranium présente l'avantage d'être géopolitiquement et géographiquement bien réparti : les plus importantes ressources se trouvent en Australie, puis au Kazakhstan et au Canada. Bien que n'ayant pas réussi à obtenir l'exploitation du gisement d'Olympic Dam en Australie, AREVA pourrait passer des accords avec la société ayant remporté ce marché, qui est spécialisée en mines polymétalliques et non en uranium. Le gouvernement australien serait par

ailleurs intéressé pour obtenir un supplément de valeur ajoutée, laquelle pourrait se trouver dans la vente de concentré d'uranium purifié, voire d'uranium enrichi, espace stratégique dans lequel AREVA pourrait travailler.

M. Bruno Sido, président – Je souhaite vous poser une question relative à la sécurité de l'approvisionnement : évoquant le passage au courant continu, vous avez relevé que la Grande-Bretagne ou la Sicile n'ont pas été touchées lors des dernières grandes pannes, car elles ne se trouvaient pas en synchrone mais en courant continu, qui établit une barrière. La possibilité de passer au courant continu est certainement onéreuse, mais cela ne permet-il pas d'assurer une certaine sécurité ? Cette situation ressemble à celle d'un système informatique face à un virus : les protections nécessaires existent et sont coûteuses, mais elles ont une utilité.

M. Bertrand Barré – Cette rupture de chaîne est très efficace : nous pensons qu'un tel dispositif se révélerait utile mais nous ne sommes pas décideurs. De tels procédés sont à l'étude et sont présentés par notre pôle Transmission et Distribution d'électricité (T&D), qui estime qu'en termes de sécurité des grosses interconnexions internationales, le passage en courant continu a des vertus.

M. Bruno Sido, président – Mais on lui oppose la solidarité et la fluidité du marché.

M. Bertrand Barré – Les investissements pour démoduler et remodeler seraient considérables. Quand il y a des traversées d'eau importantes, ces investissements sont réalisés car, en l'absence de passage au courant continu, le transport engendrerait trop de pertes en électricité. Initialement, le premier lien avec l'Angleterre était modeste, de l'ordre de 500 MW, puis il a quadruplé, pour la satisfaction de tous.

M. Michel Billout, rapporteur – Je souhaite poser une question annexe, qui concerne à la fois la politique industrielle d'AREVA dans l'enrichissement de l'uranium et le lien de coopération qui devrait peut-être exister de manière plus marquée entre deux entreprises partenaires, AREVA et EDF. J'ai récemment visité le site de Tricastin, où j'ai rencontré le directeur de la centrale nucléaire d'EDF et le directeur d'Eurodif, qui m'a indiqué qu'une nouvelle usine allait bientôt prendre la succession de l'usine actuelle. Il m'a semblé comprendre qu'en ce moment, les relations entre EDF et AREVA étaient difficiles puisque les tarifs de l'électricité vendue à Eurodif, très importants pour un site d'enrichissement d'uranium, ont été considérablement augmentés par EDF. Le site de Tricastin est un site parfaitement intégré : l'usine d'enrichissement et la centrale nucléaire ont été construites simultanément, puisque les deux tiers de la production de la seconde servent à alimenter la première. Or, on m'a dit que les conséquences d'une modification des tarifs seraient, d'une part, qu'AREVA se fournirait aujourd'hui auprès d'autres fournisseurs en électricité et, d'autre part, qu'une partie de l'activité liée au prétraitement de l'uranium appauvri, initialement prévue sur le site de Tricastin, se ferait désormais en Russie et non plus sur place, ce qui poserait

des problèmes en termes de transport et de développement durable. Cette décision est-elle uniquement liée à ce problème tarifaire ? Dans ce cas-là, il semble assez absurde que deux entreprises phares de la France, qui ont le même actionnaire majoritaire, ne parviennent pas à s'entendre sur de tels problèmes, qui entraînent de telles conséquences.

M. Bertrand Barré – J'ai travaillé en tant que conseiller technique auprès de l'administrateur général du CEA de 1976 à 1980. A ce titre, j'ai été très impliqué dans l'aventure d'Eurodif. Cette entreprise était effectivement considérée comme commune, même si la situation commerciale était bien claire : vu la consommation d'électricité de la diffusion gazeuse, c'est uniquement grâce à ces tarifs particuliers et à la construction voisine de la centrale nucléaire que l'ensemble a pu fonctionner. A long terme, la question ne se posera plus car la nouvelle usine Georges Besse II va diviser par cinquante les besoins en électricité ! Mais il y a effectivement un différend en ce moment : une taxe de transport doit être désormais payée pour les 150 mètres nécessaires à traverser la rue et les responsables d'AREVA jugent cette taxe un peu abusive. Mais cela relève des négociations commerciales et l'affaire russe n'est en rien concernée par elles. L'uranium envoyé en Russie est récupéré lors du traitement des combustibles usés, avec un enrichissement résiduel de l'ordre de 0,9 % et une contamination en isotopes 236 : il possède donc la valeur neutronique de l'uranium naturel et doit être ré-enrichi. Mais le ré-enrichissement n'est techniquement pas souhaitable actuellement dans l'usine Georges Besse, qui ne dispose que d'une seule cascade pour ses 1 400 étages, alors que cette opération est facile à réaliser dans une usine de centrifugation disposant de multiples cascades dont quelques-unes peuvent, pour éviter les contaminations en isotopes, être dédiées au ré enrichissement. C'est donc une question de gestion qui a conduit à solliciter une installation russe, sachant que cette opération pourra être réalisée dans la future usine.

M. Bruno Sido, président – Merci pour cette réponse qui a le mérite d'être claire. Je vous remercie infiniment pour toutes les précisions que vous nous avez apportées et qui nous seront fort utiles pour la rédaction de notre rapport.

TRANSPORTEUR ET DISTRIBUTEURS

Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

1^{er} février

M. André Merlin, président du directoire

M. Bruno Sido, président – Je salue André Merlin, président du directoire de Réseau de Transport d'Electricité (RTE), et le remercie de sa présence parmi nous aujourd'hui. Je lui laisse la parole.

M. André Merlin, président du Directoire de RTE – Je vous remercie de m'avoir convié à cette audition. Je vous propose une présentation en trois parties et souhaite tout d'abord aborder le rôle et les missions de Réseau de Transport d'Electricité (RTE).

Je commencerai par une présentation du rôle de RTE puisqu'il s'agit d'un nouveau venu dans le paysage électrique français et européen. C'est la conséquence de l'ouverture des marchés de l'électricité en Europe et, plus particulièrement, de la première directive européenne de 1996 transposée en France par la loi du 10 février 2000. Cette dernière a permis la création de RTE au 1er juillet 2000. Cette création s'est effectuée « à la française » dans la mesure où a été créé un service indépendant au sein de l'entreprise intégrée Electricité de France (EDF). Ce service a été chargé de l'exploitation, de la maintenance et du développement du réseau de transport. Les exigences de la directive impliquaient que ce service soit indépendant tant sur le plan comptable et financier que managérial. Je reviendrai sur cette indépendance managériale de RTE au travers des enseignements tirés de la panne du 4 novembre 2006. En outre, la directive européenne de 2003, transposée par la loi du 9 août 2004 en France, a exigé de la part des Etats membres de séparer juridiquement le gestionnaire de réseau de transport d'électricité et de gaz des activités de production et de commercialisation. Il est prévu que cette séparation juridique liée à l'ouverture totale des marchés s'applique également aux gestionnaires de réseaux de distribution au plus tard le 1er juillet 2007.

Les missions de RTE sont multiples. En effet, nous ne sommes pas uniquement un « transporteur d'électrons ». Certes, nous transportons de l'électricité des lieux de production (centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques...) jusqu'aux zones de consommation, mais notre mission essentielle est liée à la caractéristique particulière de l'électricité, à savoir de ne pas être un bien stockable. Cette particularité implique de devoir en permanence équilibrer l'offre et la demande, c'est-à-dire agir sur la production et éventuellement sur le réseau en tenant compte des aléas qui peuvent l'affecter, de façon à pouvoir alimenter correctement la consommation soit directement pour les grands consommateurs raccordés à notre réseau, soit au

travers des réseaux de distribution qui acheminent l'électricité jusqu'au client final, c'est-à-dire aux clients domestiques et aux PME-PMI. Nous sommes donc à la fois transporteur d'électrons et équilibreur d'EDF France, ce qui signifie que nous devons mobiliser en permanence les réserves de puissance nécessaires pour faire face à la demande. A défaut, nous sommes amenés à faire baisser la consommation, comme cela a été le cas le 4 novembre 2006, soit de manière automatique, soit par des actions effectuées au niveau de nos centres de conduite. J'invite d'ailleurs ceux qui n'ont pas encore pu le découvrir à visiter le Centre national d'exploitation du système électrique (CNES) à Saint-Denis.

Bien que créé du fait de l'ouverture des marchés, RTE est une entreprise de service public et doit remplir, à ce titre, quatre missions de service public, à savoir :

– garantir la sûreté de fonctionnement du système électrique et la qualité de fourniture. Il s'agit d'éviter de gros incidents tels que les « black-out », effondrements complets du réseau, ou les « brown-out », incidents importants mais n'induisant pas l'effondrement total du système, comme ce fut le cas le 4 novembre dernier. Il convient également de garantir une qualité de fourniture pour nos clients -distributeurs et clients industriels- au niveau escompté ;

– assurer à chaque acteur un traitement non discriminatoire. Bien que nous situant dans un marché ouvert, nous restons dans un monopole naturel, appelé par les économistes « essential facilities », dans la mesure où nous gérons une sorte de passage obligé entre le producteur et le consommateur. La concurrence entre les différents fournisseurs repose sur un accès non discriminatoire à ce réseau et c'est la raison pour laquelle le statut de RTE prévoit une indépendance par rapport au producteur qu'est EDF ;

– faciliter l'accès au réseau et améliorer sa compétitivité. Placé sous l'autorité de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), au travers de la proposition de tarif d'accès au réseau, RTE doit améliorer les performances, notamment sur le plan économique. Depuis sa création, RTE a enregistré, en euros constants, une baisse moyenne de 3 % par an du coût du kilowattheure transporté ;

– intégrer ses ouvrages et ses activités dans l'environnement. Nous devons développer et construire de nouveaux ouvrages de transport pour pouvoir faire face à l'accroissement de la demande et raccorder de nouveaux moyens de production. En outre, du fait de l'impact de nos ouvrages sur l'environnement, nous avons une véritable préoccupation en matière d'intégration environnementale. Cette préoccupation est en particulier apparue à l'occasion du projet de Boute/Broc-Carros, dans le cadre de la sécurité d'alimentation de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Le transport de l'électricité en France est assuré par l'ensemble des ouvrages de haute et très haute tension de 45 000 à 400 000 volts. Les lignes à plus haute tension (400 000 volts), appelées « autoroutes électriques »,

permettent le transport de grandes quantités d'électricité sur des distances de plusieurs centaines de kilomètres. Au total, le réseau couvre 100 000 kilomètres de circuit et dessert chaque chef-lieu de canton français. Au-delà de notre mission de transporteur d'électricité, nous avons proposé la possibilité d'équiper nos lignes électriques de fibres optiques, ce qui est intéressant pour développer l'internet à très haut débit dans certaines zones qui ne sont pas encore équipées de fibres optiques. Nous avons engagé cette démarche en relation avec les collectivités locales, pour favoriser le développement du haut débit.

J'ajouterai qu'il existe des relations étroites avec la CRE, autorité de régulation de l'énergie qui veille au bon fonctionnement du marché et au rôle neutre et non discriminatoire de RTE vis-à-vis de l'ensemble des acteurs. RTE est considéré comme l'un des gestionnaires de réseau les plus indépendants en Europe. Jusqu'à présent, aucun contentieux ne s'est manifesté au niveau de la CRE et n'a conduit à des recommandations auprès de RTE.

J'insiste sur l'importance de la régulation économique et financière au travers de propositions tarifaires et sur la spécificité française résidant dans le fait que c'est la commission de régulation qui, chaque année, approuve le programme d'investissement sur le réseau de transport. En outre, la CRE contrôle la bonne gouvernance de RTE au travers d'un code de bonne conduite dont le rapport annuel est publié sur notre site internet.

L'autre acteur important pour RTE est le ministre chargé de l'énergie. Ses services veillent à ce que RTE remplisse ses missions de service public. A cet égard, nous avons signé avec le Premier ministre et les ministres concernés un contrat de service public qui définit des objectifs en matière de sûreté de fonctionnement du système, de qualité de fourniture et d'environnement. C'est le ministre de l'énergie, sur proposition de la CRE, qui fixe les tarifs d'accès au réseau de transport et qui approuve le schéma de développement de ce réseau à moyen terme.

Je souhaite maintenant vous parler de l'incident qui a eu lieu le 4 novembre dernier. Il s'agit de l'incident le plus important qu'ait connu l'Europe de l'électricité depuis sa création. Cette dernière est bien antérieure à l'ouverture des marchés puisque l'interconnexion des réseaux électriques en Europe a commencé dès les années cinquante. L'incident du 4 novembre 2006 a affecté quasiment l'ensemble du réseau européen continental, de la Pologne jusqu'à l'Espagne et même au Maghreb qui, par une liaison passant par le Détroit de Gibraltar, est interconnecté avec le réseau électrique européen.

A l'origine de cet incident, se trouve une manœuvre relativement banale qui consistait à mettre hors tension une ligne double de 400 000 volts pour laisser passer un paquebot sortant du chantier naval sur la rivière Ems. Rendue nécessaire pour éviter tout risque de court-circuit entre le navire et la ligne électrique, cette mise hors-tension avait été programmée suffisamment à l'avance et fait l'objet d'études préalables. Pour des raisons qui restent à éclaircir, cette opération a été anticipée de quelques heures : initialement

prévue entre une et six heures le 5 novembre au matin, elle a eu lieu à la demande du chantier naval un peu avant 22 heures le 4 novembre 2006.

En Allemagne, la configuration est différente de celle que nous connaissons en France. En effet, le réseau de transport de l'électricité est géré non pas par un mais par quatre gestionnaires. De plus, les garanties d'indépendance de gestion et de management des réseaux de transport par rapport aux producteurs au sein des groupes intégrés ne sont pas les mêmes qu'en France.

Un des quatre gestionnaires de réseau allemand a procédé à la mise hors tension de manière volontaire et un peu anticipée le samedi 4 novembre, à une heure de consommation relativement faible en Europe. Par conséquent, il ne s'agit pas d'un problème de capacité de production sur l'ensemble des réseaux, en particulier en Allemagne. Cette manœuvre a conduit à des reports de charge de transit d'électricité sur les lignes voisines.

Les opérateurs se sont aperçus qu'ils étaient très proches du niveau limite de capacité de transit, notamment sur la ligne Wehrendorf/Landesbergen qui est une ligne frontière entre les deux gestionnaires de réseaux E.ON et RWE. Cette ligne est rapidement passée en surcharge et a été mise hors tension automatiquement par les systèmes de protection dont l'action vise à éviter les risques d'endommagement de l'ouvrage et de l'environnement. Cela a occasionné de nouvelles surcharges sur les lignes voisines et il s'est alors produit un phénomène de « dominos » parti du Nord de l'Europe, c'est-à-dire de la Mer Baltique, pour gagner l'Adriatique en l'espace de deux secondes. À 22 heures 10 minutes et 31 secondes, le réseau électrique européen s'est coupé en deux puis en trois zones : Ouest, Nord-Est, Sud-Est, aboutissant ainsi à trois réseaux distincts qui fonctionnaient à des fréquences différentes.

Au moment de cet incident, même si la France était exportatrice d'un peu plus de 6 000 mégawatts (MW), globalement beaucoup d'électricité, de l'ordre de 9 000 MW, était importée de l'Est vers l'Ouest en Europe. Du fait de la rupture du réseau en trois zones, la partie Ouest s'est trouvée en déficit considérable de 9 000 MW. Pour pouvoir rééquilibrer le réseau, la fréquence a immédiatement chuté à 49 hertz, la fréquence de référence sur le réseau européen se situant à 50 hertz. Le passage de 50 à 49 hertz constitue une baisse considérable, les oscillations se traduisant généralement en millièmes d'hertz. Le mouvement contraire s'est produit dans la partie Est où le déséquilibre était inversé dans le sens d'une surproduction et où la fréquence a augmenté jusqu'à 50,6 hertz. Du côté des Balkans, où le déséquilibre était moins grand, la fréquence a chuté seulement à 49,7 hertz.

Dans une telle situation critique, il n'est pas possible d'agir par des moyens humains. Des automates doivent réagir très rapidement pour pouvoir rééquilibrer la charge et faire remonter la fréquence vers la fréquence de référence. Les réseaux de distribution sont équipés de relais de fréquence métrique de délestage qui permettent de couper automatiquement la charge dès

l'instant où la fréquence chute en dessous d'un certain seuil. Plusieurs seuils sont définis et les plans de délestage sont approuvés par les pouvoirs publics. Quatre niveaux de délestage ont été établis : le premier niveau se situe à 49 hertz, le deuxième à 48,5, le troisième à 48 et le quatrième à 47,5. Si la fréquence chute à 47,5 hertz, les moyens de production se déconnectent du réseau et la situation bascule vers un « black-out » complet, comme ce fut le cas en Italie ainsi qu'aux Etats-Unis et au Canada en 2003.

Le 4 novembre 2006, grâce à l'action extrêmement rapide du plan de défense du réseau européen, l'écroulement complet du système électrique a pu être évité. Il aurait touché non pas dix ou quinze millions mais deux cents millions de consommateurs, et aurait duré non pas quelques dizaines de minutes mais plusieurs heures, voire plusieurs jours. Globalement, le pire a été évité, notamment grâce à la réaction de la partie ouest de l'Europe, en particulier de la France. En allant plus loin dans l'analyse, la contribution a été différente selon les pays. En effet, par rapport à la totalité de la consommation appelée, 12 % des consommations en volume instantané ont été coupées en France, 10 % en Espagne, 19 % au Portugal et 0,1 % en Suisse. Ces différences sont dues au fait que les règles appliquées dans les différents pays ne sont pas les mêmes. Il en ressort d'ores et déjà l'intérêt d'avoir des règles communes au niveau européen. Au total sur l'Europe de l'Ouest, la coupure a représenté 17 000 MW de consommation, ce qui est tout à fait considérable.

L'écart entre les 9 000 MW manquants du fait de la rupture du réseau européen et les 17 000 MW concernés par le délestage est dû à des phénomènes aggravants tels que la déconnexion des moyens de production décentralisée sur l'ensemble des réseaux de l'Europe de l'Ouest. En particulier, la production éolienne et la cogénération raccordée au réseau de distribution ont été déconnectées à 49,5 hertz. En effet, les règles ont été définies à l'origine dans une optique différente privilégiant la protection des installations contre des variations de fréquence : il est donc prévu une déconnexion très rapide à partir de 49,5 hertz. Compte tenu du développement de la production décentralisée de l'électricité en Europe, notamment de la production éolienne en Espagne et au Portugal, il est nécessaire de revoir ces règles et d'avoir des conditions de connexion identiques tant pour les moyens de production décentralisés que pour ceux qui sont centralisés. Malgré cette perte supplémentaire de puissance, qui a atteint 10 700 MW, l'effondrement du système a été évité. Il n'empêche que la règle doit être revue au niveau européen.

Il faut, bien entendu, s'interroger sur les causes de cet incident. Sa responsabilité incombe au gestionnaire de réseau allemand E.ON et relève de l'erreur humaine. La règle de sécurité du « N-1 » selon laquelle, à tout moment sur un système électrique, il est possible de perdre un élément, une ligne, un moyen de production, sans mettre en cause la sécurité de l'approvisionnement du réseau, est fondamentale. Pourtant, elle n'a pas été respectée. Le déclenchement de la première ligne par surcharge après celle ouverte volontairement pour laisser passer le bateau a initialisé le phénomène

d'écroulement en cascade du réseau. Il est difficile de savoir pourquoi le gestionnaire de réseau n'a pas respecté cette règle du « N-1 ». Sans doute, il ne disposait pas des outils d'analyse de sécurité dont disposent certains gestionnaires de réseaux tels que RTE, qui permettent de signaler à l'opérateur que, dans certaines situations, il existe un risque sur la sécurité de fonctionnement du réseau.

La seconde cause de l'incident du 4 novembre dernier est un défaut de coordination entre les deux gestionnaires de réseaux allemands E.ON et RWE. La principale manifestation de ce manque de coordination est le fait que les réglages des protections aux deux extrémités de la ligne Wehrendorf/Landesbergen n'étaient pas positionnés sur la même valeur.

Au-delà de ces deux causes fondamentales, il existe des facteurs aggravants qui sont les suivants :

- la production décentralisée s'est déconnectée avec un niveau de fréquence inadapté ;

- les plans de délestage dans les réseaux de distribution, dont certains n'ont pas apporté leur contribution pour rééquilibrer l'ensemble du système électrique, sont à revoir ;

- des cafouillages se sont produits dans la re-synchronisation des réseaux Est et Ouest ;

- la reconnexion automatique des moyens décentralisés de production, tels que l'éolien en Allemagne du Nord, dès lors qu'a été retrouvée la fréquence de 50 hertz, a provoqué, notamment sur le réseau polonais, de nouvelles surcharges très importantes qui ont failli conduire à un nouvel incident généralisé.

Les enseignements à tirer de l'incident du 4 novembre dernier se situent à l'échelle européenne. Depuis la panne intervenue en Italie en septembre 2003, la Commission européenne, notamment le commissaire chargé de l'énergie et du transport, ont été alertés sur la nécessité de renforcer la coordination entre les gestionnaires de réseaux au niveau européen et de proposer des règles de sécurité communes, approuvées officiellement dans le cadre de la comitologie mise en place par la seconde directive. Pour cela, il convient de créer un groupe formel des gestionnaires de réseaux à l'instar du groupe ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas) qui existe pour les régulateurs. Certes, l'association européenne des gestionnaires de réseaux de transports d'électricité (ETSO, European Transmission System Operators), que j'ai eu l'honneur de présider pendant quatre ans, a été créée à la demande de la Commission européenne en 1999, mais sur une base volontaire. Aussi, nous souhaitons que cette association devienne un groupe formel qui s'intègre en totalité dans la comitologie européenne et qui apporte l'expertise nécessaire pour définir des règles communes, pour contrôler l'application de celles-ci et, en cas de non-application, pour prendre des sanctions financières conséquentes comme prévues par l'Energy Policy Act

voté aux Etats-Unis en 2005 à la suite de la grande panne du Nord-Est américain et du Canada. Au niveau européen, l'accord est aujourd'hui unanime au sein de la Commission européenne pour mettre en place ce groupe formel des gestionnaires de réseaux. Le développement des échanges d'électricité entre les différents pays d'Europe implique de s'orienter vers un centre européen de coordination du transport d'électricité. Le réseau électrique européen ne peut plus être géré comme avant, sur une base décentralisée au niveau de chacun des Etats membres. Sans se substituer aux centres de chaque pays, ce centre de coordination permettrait de coordonner beaucoup mieux qu'actuellement l'action de ces différents centres. Cette proposition a été formulée par le gouvernement français en réponse au troisième paquet législatif en matière d'énergie présenté par la Commission européenne le 10 janvier 2007. Aujourd'hui, quelques réticences se font sentir pour tendre vers ce centre de coordination, notamment en provenance d'Allemagne.

Une deuxième proposition de la Commission européenne concerne la mise en place de bilans prévisionnels pluriannuels visant à se projeter à une échéance allant de cinq à dix ans et d'évaluer, d'une part, les besoins d'électricité à cet horizon et, d'autre part, les capacités de production et de transport nécessaires pour faire face à l'accroissement de la consommation. Ces projections sont effectuées aujourd'hui en France et l'idée est que chaque Etat membre établisse, selon une procédure qui lui est propre, un bilan prévisionnel qui soit consolidé au niveau européen. Ce point s'avère extrêmement important pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Le risque est que les signaux donnés par le marché ne permettent pas de déclencher en temps voulu les investissements nécessaires pour pouvoir satisfaire la demande. Construire des infrastructures de production et de transport prend énormément de temps et il est important d'anticiper. Le marché n'anticipe pas toujours correctement les besoins futurs. C'est pourquoi ce bilan prévisionnel est intéressant car il constitue un signal d'alerte donné à tous les acteurs du marché et aux pouvoirs publics, qui en feront ensuite le meilleur usage.

La troisième proposition est d'aller vers davantage d'interconnexions pour des raisons de sécurité d'approvisionnement et pour une meilleure intégration des marchés d'électricité. Néanmoins, davantage d'interconnexions se traduisent par davantage d'échanges et nécessitent davantage de coordination au niveau européen. D'où l'intérêt d'un centre européen de coordination.

En outre, la Commission européenne préconise un renforcement de la séparation entre, d'une part, les réseaux de transport et, d'autre part, la production et les fournitures d'électricité. Elle propose soit une séparation de propriété, qui conduirait par exemple le gestionnaire de réseau français à ne plus être une filiale à 100 % du producteur historique EDF, soit des gestionnaires de flux indépendants selon le modèle américain. La position de la France consiste à dire que le modèle résultant des lois de 2000 et de 2004 garantit l'indépendance du gestionnaire de réseau et qu'il n'est pas nécessaire

d'aller vers la séparation de propriété. La France considère que le modèle américain n'est pas un bon modèle et que la bonne solution pour elle est de rester dans la configuration actuelle.

Je vous remercie de votre attention.

M. Bruno Sido, président – Merci, M. le président, pour ces précisions. Je présume que de nombreuses questions vont être posées par les auditeurs. Je poserai rapidement la mienne : vous avez parlé de la nécessité de renforcer les interconnexions avec les pays frontaliers de la France. Que cela signifie-t-il en matière de choix prioritaires à effectuer et de montant estimé des investissements ?

M. André Merlin – Nous avons déjà une capacité d'interconnexion avec le reste de l'Europe qui est de l'ordre de 15 000 MW et qui se situe nettement au-dessus des 10 % par rapport à la capacité de production, fixés par la Commission européenne. Par contre, sur certaines frontières, les capacités d'interconnexion apparaissent insuffisantes : la France a avec l'Espagne un projet, certes difficile à concrétiser, mais indispensable pour permettre à l'Espagne de se connecter au marché de l'électricité en Europe ; par ailleurs, un renforcement de la capacité d'interconnexion avec l'Italie est envisageable même si elle est actuellement assez élevée, étant de l'ordre de 2 700 MW ; enfin, l'interconnexion avec l'Angleterre est d'une nature différente puisqu'il s'agit d'une liaison sous-marine qui permet de transporter l'électricité non plus en courant alternatif mais en courant continu.

Au total, nous considérons que sur ces trois frontières -Espagne, Italie, Royaume-Uni-, il est possible d'accroître de manière significative la capacité d'interconnexion, à hauteur de 1 400 MW entre la France et l'Espagne et de 1 000 MW supplémentaires avec l'Italie et le Royaume-Uni. Ces projets doivent se mener conjointement avec les gestionnaires de réseaux de ces pays. Aujourd'hui, la principale contrainte n'est pas financière mais liée à l'obtention des autorisations nécessaires pour pouvoir réaliser ces programmes. D'un point de vue financier, nous envisageons d'investir sur le réseau de transport 4 milliards d'euros d'ici 2010 et 10 milliards d'ici 2020, sachant qu'avec 740 millions d'euros investis en 2007, nous sommes actuellement dans une phase ascendante du volume d'investissements.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Tout d'abord, je vous remercie, M. le président, pour votre présentation. Je ferai deux remarques en vue de mettre en évidence l'immense difficulté à être de véritables européens. L'Europe existe depuis très longtemps. Dans le domaine de l'électricité et de l'énergie, elle est une réalité, avec l'existence de maillages, même si l'acte politique ne suit pas toujours.

Je ferai le parallèle avec EADS et la construction de l'avion A380, dans laquelle interviennent des Allemands, des Anglais, des Espagnols, des Français, chacun fonctionnant avec ses propres règles du jeu. Par exemple, dans le domaine de l'informatique, qui était initialement une compétence allemande, personne ne s'est préoccupé de savoir si les Français, qui allaient

mettre en œuvre le montage de l'avion, avaient des outils en cohérence avec les équipements performants fabriqués en Allemagne. Le résultat était prévisible et a été le suivant : le premier avion fabriqué n'a pas pu fonctionner et il a fallu en interne remettre tout à plat pour permettre à cet avion de décoller. Aujourd'hui, puisque cette opération européenne met en œuvre des techniques pour lesquelles chacun ne regarde que ce qu'il fait, le programme a pris deux ans et demi de retard.

Je voudrais utiliser ce parallèle avec ce qu'André Merlin vient de présenter. En effet, même si nous sommes en réseau dans le domaine de l'électricité, chacun fonctionne avec ses propres règles. Mais, jusqu'à quand cela va-t-il pouvoir durer ? Car, plus on est performant, plus on est fragilisé, moins les gens accepteront de se trouver dans des situations de risque. Aussi, qu'est-ce qui, demain, va permettre d'harmoniser les règles qui régissent E.ON et d'autres partenaires et qui ne sont pas aujourd'hui identiques ?

Sans être spécialiste de ce domaine, mais en tant qu'acteur politique, je me demande qui va trancher sur ce sujet. Je dispose d'une note de notre commissaire Jacques Barrot qui fait état notamment de conditions spécifiques et qui, s'exprimant en tant que Français, préconise de tisser des liens très étroits entre producteurs, gestionnaires, distributeurs. M. le président, que pensez-vous de l'orientation hyper libérale de la Commission européenne, sur la séparation de la propriété notamment ? Quelles sont les voies qui, selon vous, permettraient d'avoir un véritable réseau européen ? Quel est votre sentiment sur la notion d'un pôle européen de l'énergie, qui constitue également un choix politique ? Est-il possible d'aller jusque-là ? Quelles sont les barrières qu'il faut franchir avant d'atteindre ce niveau ?

M. André Merlin – L'incident du 4 novembre dernier montre à l'évidence qu'il est nécessaire d'aller plus loin dans la coordination des gestionnaires de réseaux, qu'il faut établir des règles communes et que le système actuel a montré ses limites. Il existe une association des gestionnaires de réseaux qui permet une certaine concertation entre les différents acteurs pour pouvoir obtenir des comportements assez proches les uns des autres. Néanmoins, il convient d'aller plus loin ; d'où la proposition de mettre en place un groupe formel des gestionnaires de réseau qui propose des règles, qui contrôle l'application de celles-ci et qui prend des sanctions si ces règles ne sont pas respectées. Cette mesure me semble indispensable et ce, à brève échéance. Ce n'est pas la peine d'attendre une troisième directive. La deuxième directive a prévu un dispositif de comitologie qui permet la mise en œuvre de règles. Cela ne suffira cependant pas pour répondre à votre question sur le pôle de l'énergie. Votre comparaison avec EADS me paraît tout à fait pertinente. Dans les deux cas, le problème réside dans un manque d'harmonisation entre les différents pays d'Europe.

Je préside le Forum Européen des Transports et de l'Energie et je suis membre de la commission « énergie » créée par le Premier ministre pour formuler des propositions en matière de politique énergétique, notamment européenne. Je pense qu'il existe une véritable prise de conscience des chefs

d'Etats et de gouvernements européens en matière de politique énergétique. La situation actuelle dans laquelle il n'existe pas de véritable politique énergétique européenne ne peut pas perdurer et il convient d'avancer dans trois directions : la lutte contre le réchauffement climatique, la sécurité de l'approvisionnement en électricité mais aussi en pétrole et en gaz, et enfin l'intégration plus forte des marchés.

Vous m'interrogez sur la nécessité d'une séparation totale de propriété. Ma réponse concernant la France est négative. Les dispositions actuelles, qui permettent de garantir l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport d'électricité dans le cadre d'une séparation juridique assortie de garanties légales spécifiques pour l'indépendance managériale suffisent effectivement pour assurer le bon fonctionnement du marché, ce qui ne semble pas être le cas en Allemagne.

M. Claude Domeizel – Vous avez évoqué, au début de votre propos, le projet de ligne Boute/Broc-Carros qui consisterait à créer une autoroute électrique dans la région de Nice. Ma question est simple et liée à la question précédente d'échanges entre les pays : la ligne Boute/Broc-Carros vise-t-elle à alimenter en électricité la région niçoise, qui est vraiment déficitaire, ou à créer un lien avec l'Italie ? Selon la réponse donnée, la solution est totalement différente. Aussi, je souhaite savoir s'il est vraiment impossible d'enfouir les lignes à haute tension. S'il ne s'agit que d'alimenter la région niçoise, la solution ne pourrait-elle pas être plutôt une unité de production dans la région ou en Corse ?

M. André Merlin – Le projet Boute/Broc-Carros vise à sécuriser l'alimentation de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur et pas seulement la région niçoise. Il ne s'agit pas de développer les capacités d'échanges avec l'Italie car celle-ci a dans cette zone un réseau très faible qui ne permet pas de faire transiter beaucoup d'électricité du côté italien. De plus, la mise en place d'une interconnexion dans cette zone-là obligerait à passer par des zones remarquables, notamment à proximité de la Vallée des Merveilles.

M. Claude Domeizel – Des zones telles que les Gorges du Verdon ?

M. André Merlin – Concernant les Gorges du Verdon, nous avons proposé un projet qui améliorerait l'impact environnemental. Nous avons accepté de supprimer deux lignes existantes à très haute tension (225 000 et 150 000 volts) et de les remplacer par une seule en s'éloignant des sites les plus remarquables. Nous considérons que nous améliorions l'impact environnemental même si la ligne passait dans la zone classée du Verdon. Le Conseil d'Etat en a jugé autrement. Aujourd'hui, nous prenons acte de cette décision et nous ne pouvons réaliser cet ouvrage. Néanmoins, il est important de savoir que la sécurité d'alimentation dans toute la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, pas uniquement celle de Nice, est précaire, en particulier en cas d'incendies. En effet, en cas d'incendies sous nos lignes, la sécurité civile nous demande de les mettre hors tension. Cette mesure nous a conduits, en mai 2005, à mettre brutalement dans le noir un million de

personnes, parmi lesquelles des personnes âgées bloquées dans les ascenseurs, ce qui présente des risques considérables. Conscients de cette situation, nous ne baissons pas les bras et notre objectif est de réaliser le doublement de la ligne actuelle, en passant de 225 000 à 400 000 volts, et de disposer ainsi deux lignes à 400 000 volts pour alimenter Nice. Malheureusement, ce n'est qu'une solution palliative car, en cas d'incendie sous la ligne, nous serons obligés de mettre simultanément hors tension les deux lignes. Le mode commun est préjudiciable à l'alimentation de la région. C'est la raison pour laquelle nous envisageons ces travaux d'ici l'hiver 2009-2010. Les trois années à venir s'annoncent donc encore difficiles, avec le risque de nouvelles coupures dont doivent être prévenues les populations concernées. En outre, nous allons chercher un nouveau tracé en dehors du site du Verdon.

J'en viens aux solutions que vous évoquez. L'enfouissement d'une ligne à 400 000 volts n'est pas possible techniquement au-delà de quelques kilomètres. De plus, dans la configuration du Verdon, l'inspecteur national des sites venu sur place a considéré que l'enfouissement avait un impact plus important sur l'environnement que de laisser la ligne aérienne. Le projet qui avait été accepté par le ministère de l'environnement, et pour lequel la ministre avait octroyé une dérogation à la loi, était entièrement aérien. Cette solution était très onéreuse : ce n'est donc pas un problème de coûts mais d'impact environnemental et de faisabilité technique. L'autre solution que vous préconisez, qui consiste à installer une unité de production à côté de Nice, est une solution à considérer. Le problème réside dans l'exiguïté de l'espace pour l'installation, sachant que la production escomptée est de l'ordre de 800 MW. Un gros moyen de production ou plusieurs de taille moyenne sont nécessaires. Cela ne relève pas de la responsabilité directe de RTE, même si nous avons fait un appel d'offre en Bretagne pour renforcer la sécurité d'approvisionnement. La bonne solution est d'avoir un bouclage en dehors des Gorges du Verdon, entre Manosque et Nice.

M. Michel Billout, rapporteur – L'électricité se produit bien mais se transporte mal. Pourriez-vous nous indiquer ce que représentent, en valeurs absolues et relatives, les pertes d'électricité résultant de son transport ? Pensez-vous que, dans un avenir assez proche, nous puissions envisager que des progrès technologiques permettent de diminuer significativement ces valeurs ? A partir de ce constat, ne faut-il pas, au niveau européen, essayer de mieux équilibrer les projets entre les autoroutes de transport et une meilleure utilisation des processus décentralisés de production de petite ou de moyenne intensité ?

Pour rebondir sur la position de la Commission européenne, la séparation totale entre producteurs et transporteurs ne peut-elle pas engendrer des conflits d'intérêt, justement dans une politique équilibrée entre transport et production favorisant des projets qui ne seraient pas forcément les meilleurs ? Enfin, pour revenir sur la panne du 4 novembre 2006, qui pose la question des relations entre le transporteur et les producteurs, il semble que certains experts insistent sur le fait qu'une des façons d'éviter la panne aurait été que le

gestionnaire du réseau de transport allemand demande aux producteurs du Nord-est de l'Allemagne de baisser leur production et, au contraire, à ceux de Hollande, de Belgique et de France d'augmenter la leur. Avait-il réellement les moyens de demander ces ajustements de production ? Ne se serait-il pas rendu coupable d'une entrave à la concurrence ?

M. Dominique Mortemousque – Je ferai une observation sur la panne du 4 novembre 2006 et sur la stratégie européenne. Vous jugez nécessaire la création d'un centre européen de coordination de l'énergie électrique. Je fais partie de ceux qui pensent que, dans la plupart des domaines au niveau européen, il vaudrait mieux avoir des outils qui permettent d'anticiper les événements plutôt que de les subir. Par conséquent, je suis tout à fait favorable à la création de ce centre.

Vous avez également abordé les difficultés constatées lors de la panne du 4 novembre dernier. En particulier, à l'intérieur des pays de l'Union européenne, notamment en Allemagne, les interlocuteurs sont multiples. Les affaires ne sont pas seulement techniques mais aussi politiques. Aussi, il convient de méditer sur le fait que la France a évolué sur le sujet de l'énergie mais qu'elle a gardé un interlocuteur unique alors que certains pays ont beaucoup avancé dans les mécanismes de centralisation tels que l'Allemagne. Je fais partie de ceux qui pensent que la centralisation est positive mais qu'il faut garder, au niveau de chacun des pays, un pouvoir qui permet de fonctionner, sinon je crains une cacophonie.

Enfin, venant de Dordogne où l'usine de Condat-de-Lardin est confrontée à de grosses insuffisances sur le réseau de transport électrique, je souhaite savoir dans quels délais une solution susceptible de remédier à ces difficultés peut être espérée.

M. Michel Esneu – Je suis frappé par le contraste qui existe entre l'erreur humaine banale et les conséquences gigantesques occasionnées. La manœuvre effectuée le 4 novembre 2006 était connue car ce n'est pas la première fois que le chantier naval demandait le passage. Pourtant, j'ai noté que les réglages aux deux extrémités de la ligne présentaient un défaut technique. Cela signifie donc qu'il n'y a pas seulement eu une erreur humaine mais aussi des problèmes techniques. Dans quelle mesure ne peut-on pas imaginer un piratage ?

Par ailleurs, le fait d'accueillir de la fibre optique sur le réseau n'engendre-t-il pas une complexité supplémentaire à gérer ?

M. Michel Sergent – Nous avons parlé de l'erreur humaine ainsi que de l'erreur sur l'automatisme en Pologne au moment de la remise en route. Cette seconde erreur me semble plus inquiétante car, si même ce qui est automatique peut générer un certain nombre de problèmes, nous nous trouvons bien démunis. Ensuite, je souhaiterais connaître les endroits où se posent des difficultés en France. Enfin, sachant qu'il existe des lignes de 1 000 kilovolts en Sibérie, dans des zones désertiques, et de 500 kilovolts dans d'autres pays, est-il inimaginable de passer en France de 400 à 500 kilovolts pour les plus

grosses lignes et est-ce que cela permettrait d'éviter certains investissements d'ouverture de lignes nouvelles ?

M. Bruno Sido, président – Mes chers collègues, le grand intérêt suscité par cette audition nous a fait prendre beaucoup de retard. Aussi, je vous propose que, pour respecter les horaires indiqués aux prochains intervenants, M. André Merlin réponde par écrit à vos questions. Ces réponses écrites seront ajoutées au procès-verbal officiel. Merci, M. le président.

M. André Merlin – Je vous renouvelle mon invitation à visiter le CNES à Saint-Denis.

Réponses écrites de M. André Merlin, président de RTE
--

Première question de M. Michel Billout, rapporteur – Que représentent les pertes de transport d'électricité? Les choix de projets de production peuvent-ils permettre un meilleur équilibre au niveau national ?

Réponse – Les pertes électriques sur le Réseau Public de Transport (RPT) sont le résultat des pertes à effet joule dans les ouvrages électriques (lignes et transformateurs) et de la consommation des auxiliaires nécessaires au fonctionnement des postes électriques. Elles représentent pour l'année 2006 une énergie de 11,5 TWh, ce qui correspond en valeur relative à 2,5 % de l'énergie soutirée sur le RPT. Ce pourcentage est constant depuis plusieurs années.

Vis-à-vis des politiques de production électrique, il convient en premier lieu de rappeler que RTE ne dispose d'aucun moyen légal ou réglementaire pour orienter le choix des implantations de production. RTE ne se prononce que sur les capacités du réseau de transport à évacuer la production susceptible d'être raccordée. Il est clair que l'incitation de production dans les régions à déséquilibre production-consommation comme RTE vient de le faire au travers de son appel d'offres pour de la puissance de pointe en Bretagne du Nord est de nature à induire un effet positif sur la valeur globale des pertes. On peut également estimer que le développement de la production décentralisée de petite intensité aura un effet globalement favorable sur les pertes.

A l'inverse la concentration d'implantations de production sur certains sites dans des régions de faible densité de consommation peut avoir un effet négatif. Aussi, malgré l'effet modérateur précité, RTE prévoit que l'augmentation de consommation attendue pour les années à venir conduira à un accroissement des pertes.

Seconde question de M. Michel Billout, rapporteur – La séparation totale entre producteurs et transporteur n'est-elle pas de nature à faire naître des conflits dans les orientations stratégiques ?

Réponse – Conformément à la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, RTE est une société anonyme séparée juridiquement d'EDF, disposant de son indépendance managériale et de gestion comptable et financière. RTE assure ses missions de gestionnaire du réseau public de transport de façon transparente et non-discriminatoire vis-à-vis de tous les acteurs du marché de l'électricité (producteurs, traders, consommateurs, distributeurs). Cette indépendance n'est pas de nature à faire naître des conflits dans les orientations stratégiques.

En effet, les orientations stratégiques, en matière de développement de la production d'électricité, s'inscrivent dans la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI) définie par les pouvoirs publics et soumise au législateur. La PPI identifie les investissements de nouvelles capacités de production souhaitables au regard de la sécurité d'approvisionnement électrique sans se prononcer sur les producteurs à même de réaliser ces investissements. Le bilan prévisionnel pluriannuel relatif à l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France, établi par RTE sous l'égide du ministère de l'industrie, permet aux pouvoirs publics d'élaborer le rapport sur la PPI.

Le développement du réseau de transport est, par ailleurs, nécessaire pour permettre notamment le raccordement de nouveaux moyens de production. Il s'inscrit dans une démarche de planification, de manière à anticiper les besoins, et fait l'objet d'un « schéma de développement », élaboré par RTE, et approuvé par le ministre de l'industrie après avis de la CRE.

Ainsi, même si les activités de transport et de production sont séparées, les outils de planification prévus par le législateur (PPI, schéma de développement du réseau) permettent d'assurer la cohérence des orientations stratégiques en matière d'investissements.

Première question de M. Dominique Mortemousque – Comment favoriser la création d'un centre européen de coordination tout en conservant une capacité de régulation au niveau national ?

Réponse – L'événement du 4 novembre 2006 a mis en évidence l'intérêt d'un centre de coordination reconnu, disposant d'une vision globale du fonctionnement du système et des interactions entre les différents pays, ayant par exemple des moyens d'analyse et d'alerte en cas de situation tendue ou à risques. L'émergence d'un tel centre doit être le résultat d'une volonté politique forte et concertée au niveau national et européen incitant les gestionnaires de réseaux de transport à adopter des règles strictes et obligatoires en matière de sûreté de fonctionnement du système électrique européen et à créer un lieu garantissant la mise en œuvre et le suivi de ces règles. Un tel dispositif n'est pas incompatible avec la responsabilité et la subsidiarité de chaque pays membre dans la définition et la mise en œuvre des solutions à apporter.

Seconde question de M. Dominique Mortemousque – Quelle solution peut être donnée à la situation particulière d'une entreprise en Dordogne ayant des difficultés d'accès au réseau ?

Réponse – RTE prend des engagements avec chacune de ses entreprises clientes sur le niveau de qualité de l'électricité qui lui est apporté, et indemnise les entreprises lorsque le non respect de ces engagements entraîne un préjudice. Toutefois, certains clients ont des process particulièrement sensibles à des perturbations qui vont au-delà des engagements de RTE (notamment des creux de tension de faible profondeur et de courte durée). Pour ces clients, les premières mesures à prendre sont de désensibiliser leurs process en faisant appel à des matériels disponibles sur le marché. Si ces dispositions sont insuffisantes, ils peuvent utiliser des moyens de productions propres ou disponibles sur leur site afin de pouvoir s'iloter lors des situations d'alerte météo (situations orageuses principalement). C'est ce que précise la loi du 7 décembre 2006.

Première question de M. Michel Esneu – Le risque de piratage est-il bien pris en compte par RTE, au moins autant que les risques de panne ?

Réponse – RTE, gestionnaire du Réseau Public de Transport d'Electricité en France, connaît les menaces que font peser les cyber-attaques sur son activité. Comme toute autre entreprise, RTE prend les mesures de protection classiques de son système d'information. RTE est en contact avec les services de l'Etat en charge de la sécurité des systèmes d'information

Par ailleurs, en tant que gestionnaire du Réseau Public de Transport, RTE met en œuvre une défense en profondeur du Système Electrique qui repose sur des lignes de défense successives, permettant d'éviter ou de contrôler les principaux phénomènes pouvant conduire à son effondrement, y compris les risques informatiques d'origine accidentelle ou malveillante. La probabilité de défaillance simultanée de ces défenses est jugée très faible même si, en matière de sécurité, personne ne pourra jamais garantir un risque nul.

Seconde question de M. Michel Esneu – Le fait d'équiper les réseaux de fibres optiques ne complexifie t-il pas la gestion ?

Réponse – RTE déploie des fibres optiques depuis plus de quinze ans pour ses besoins propres. Ces fibres sont utilisées pour transmettre les informations nécessaires à l'exploitation et à la conduite du réseau électrique. Leur utilisation, intégrée et efficace, contribue à la performance des systèmes de protection de son réseau et à la sûreté d'ensemble du système électrique.

A la demande des pouvoirs publics et de la CRE, RTE a créé une filiale nommée @rteria en charge de valoriser les capacités excédentaires de ces fibres et faciliter ainsi l'accès à l'Internet à très haut débit des communes desservies par le réseau public de transport. Cette activité ne requiert ni développement, ni gestion supplémentaire pour RTE. Elle n'est donc pas source de complexification.

Première question de M. Michel Sergent – Comment expliquer que l'opération de reconnexion automatique des réseaux le 4 novembre ait elle-même engendré des risques de pannes en Pologne, n'est ce pas inquiétant ?

Réponse – Les surcharges sur le réseau polonais, ainsi que sur le réseau tchèque, ont eu lieu avant la reconnexion des trois zones séparées. La principale cause de ces surcharges provient de la reconnexion automatique des éoliennes situées principalement au Nord de l'Allemagne (E.ON Netz et Vattenfall Transmission). Cette reconnexion s'est réalisée en dehors de tout contrôle des GRT concernés. Dans le même temps, les GRT polonais et tchèques ont agit sur la production thermique installée sur leur réseau afin de diminuer la production et restaurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Il en a résulté une augmentation des importations de ces pays qui a accru sensiblement la charge des lignes d'interconnexion.

Afin d'éviter que de telles situations ne se reproduisent, le rapport de la commission d'enquête menée par les gestionnaires de réseau dans le cadre de l'UCTE suite à cet incident, préconise de revoir les règles techniques qui régissent la fourniture et la reconnexion des groupes de production dans de telles situations.

Seconde question de M. Michel Sergent – Des lignes de 500 kV sont elles envisageables pour remplacer celles de 400 kV et développer ainsi les capacités de transport ?

Réponse – A l'instar de tous les pays de l'Union Européenne, la France est interconnectée au reste du réseau européen d'électricité par des lignes de très haute tension à 400 kV. Ce niveau de tension est normalisé depuis les années 50 et il a permis d'assurer un maillage sur la plaque européenne, qui renforce l'efficacité et la sûreté des échanges d'électricité en Europe.

Les niveaux de tension supérieure, à savoir 500 kV voire plus, sont utilisés pour répondre à un besoin de transport d'électricité sur des distances plus longues qu'en Europe. Au Canada, Hydroquebec exploite ainsi des lignes à 735 kV pour transporter l'électricité depuis les unités de production hydraulique dans le nord du Québec jusqu'aux grandes agglomérations du Sud du Québec. Sur le réseau européen interconnecté, de tels niveaux de tension ne sont pas adaptés compte tenu de la configuration géographique (plus grande proximité entre la production et la consommation d'électricité) et du développement actuel du réseau de transport.

Le développement des échanges d'électricité en Europe passe par la construction de nouveaux ouvrages pour les échanges transfrontaliers alors même que les contraintes environnementales rendent plus difficiles de telles constructions. Dans ce contexte, des solutions techniques (allocation de capacité par enchères...) sont mises en oeuvre par les gestionnaires de réseaux de transport pour optimiser l'utilisation des interconnexions existantes, conformément aux attentes de la Commission européenne.

Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)
11 avril

M. Xavier Pintat, président

M. Bruno Sido, président – Nous avons maintenant le plaisir d’auditionner notre collègue Xavier Pintat, sénateur de la Gironde et président de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR). Nous souhaitons savoir ce que peuvent faire ces collectivités concédantes pour assurer la sécurité de l’approvisionnement électrique en France.

M. Xavier Pintat, président de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) – Je vous remercie de bien vouloir m’auditionner. Je suis ravi que la mission s’intéresse à la distribution de l’électricité. La distribution est importante, parce qu’une fois que l’électricité est arrivée aux postes sources, la qualité des réseaux de distribution fait la qualité de l’électricité. Les microcoupures qui touchent les consommateurs d’électricité sont du ressort de la distribution. Je vous remercie donc encore une fois de nous entendre. Je salue mes collègues présents, dont un vice-président et un membre de la FNCCR. Je suis venu avec Pascal Sokoloff, directeur de la Fédération et spécialiste des problèmes d’électricité. Peu de gens en France sont capables de comprendre ce qui se passe avec l’ouverture des marchés !

J’évoquerai tout d’abord le schéma de principe du système électrique, de la production à la distribution en passant par le transport. L’approvisionnement en électricité est le fait d’une chaîne d’investissements et d’équipements qui part de la production de l’électricité, essentiellement nucléaire en France, passe par un réseau de transport de tension supérieure à 50 000 volts, pour parvenir, en dessous de 50 000 volts, à la distribution : l’électricité arrive au poste source avant d’être distribuée dans les maisons, les immeubles ou les entreprises locales -sachant qu’un certain nombre de gros clients sont directement approvisionnés par le transport. Une chaîne ne valant que par son maillon le plus faible, il ne faut négliger aucun de ces maillons, sauf à courir le risque de créer des goulots d’étranglement. Il est donc indispensable de mener une politique électrique équilibrée qui lève, de façon concomitante, les contraintes.

Notre fédération représente la plupart des syndicats d’électricité, ainsi que la moitié des consommateurs d’eau -et nous nous lançons de plus en plus dans le traitement des déchets. Mais comme, historiquement, nous nous occupons de l’énergie, la FNCCR veille tout particulièrement à la qualité de la distribution d’électricité. Il s’agit d’une compétence des collectivités locales ou des groupements de collectivités qui adhèrent tous à notre fédération.

Je souhaiterais aborder plusieurs points. Tout d'abord, expliquer le rôle des autorités concédantes et de leurs gestionnaires de réseaux de distribution (GRD). Ensuite, démontrer que nos réseaux de distribution sont très, voire trop, vulnérables aux risques climatiques, ce qui s'explique par la chute des investissements d'EDF sur ces réseaux ces dernières années, chute à laquelle il faut remédier rapidement. Enfin, il serait bon d'édicter, conformément à la loi initiée au Sénat, une réglementation ambitieuse de la qualité de l'électricité. Si nous voulons éviter que les incidents que nous avons connus se reproduisent, il faut surveiller l'ensemble du schéma électrique. Nous avons proposé un système qui me semble vertueux et qui encourage la qualité de l'électricité.

J'aborderai tout d'abord la distribution de l'électricité et le rôle des autorités concédantes et de leurs GRD. Je rappellerai que, depuis la loi du 15 juin 1906, les communes ou leurs groupements sont propriétaires des réseaux de distribution. Cette solution a résisté à toutes les formules, à la formule ouverte à la concurrence avant 1946 comme à la nationalisation d'après-guerre... Je note au passage que le débat sur l'énergie au Sénat s'est tenu le 15 juin 2006, soit exactement cent ans après la loi fondatrice.

Il existe aujourd'hui 1,2 million de kilomètres de réseaux de distribution, 600 000 en moyenne tension (MT) et 600 000 en basse tension (BT), qui sont confiés par les communes ou groupements propriétaires à des délégataires du service public, les GRD, par un contrat de concession de 25 à 30 ans. EDF est devenue le concessionnaire de la quasi-totalité des autorités organisatrices communales ou intercommunales, exception faite des réseaux relevant des régions, des sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité (SICAE) et des sociétés d'économie mixte locale (SEML), qui alimentent environ 5 % des consommateurs. Notre fédération a élaboré un modèle national de contrat qui est décliné département par département. Il incombe aux autorités concédantes de contrôler le gestionnaire de distribution, de réaliser des investissements, qu'il s'agisse des extensions de BT et MT ou des renforcements de BT en zone rurale, d'améliorer l'esthétique des réseaux en zones urbaine et rurale –l'esthétique touche d'ailleurs souvent la sécurité– et de sécuriser physiquement, en complément de ce que fait le concessionnaire, les fils nus isolés, c'est-à-dire en pratique de les supprimer. La loi d'orientation sur l'énergie incite également aux travaux de maîtrise de la demande d'énergie et de production d'électricité par les énergies renouvelables, notamment en sites isolés, pour éviter les extensions de réseaux. Il revient au GRD de renouveler régulièrement l'ensemble du réseau en zone rurale comme en milieu urbain, de réaliser des travaux neufs rentables, c'est-à-dire des extensions et des renforcements en zone urbaine et des renforcements de MT en zone rurale, ainsi que des travaux de branchement sur l'ensemble du territoire, puisque EDF procède aux travaux de renforcement dans toute la France. Bien entendu, il existe, comme dans toute organisation, des exceptions : dix-huit départements sont en régime totalement

urbain et certains branchements, ici ou là, sont réalisés directement par l'autorité concédante.

Nos réseaux s'avèrent trop vulnérables aux intempéries, car il existe trop de lignes aériennes et pas assez de lignes souterraines. En moyenne, les lignes souterraines connaissent deux fois moins d'incidents que les lignes aériennes. Pourtant, en France, seulement un tiers des lignes de distribution sont souterraines en MT et 30 % en BT, contre les trois quarts en Allemagne (65 % en MT et 81 % en BT) et près des deux tiers au Royaume-Uni (56 % en MT et 82 % en BT). Nous connaissons donc un retard important par rapport à ces pays. De plus, 25 % des lignes BT, soit 150 000 kilomètres, sont encore en fils nus : il s'agit d'une technique de fil non isolé, archaïque et, depuis 1991, interdite pour les nouveaux ouvrages, dont je signale qu'elle a totalement disparu en Allemagne. La conséquence est que, chaque fois que des incidents climatiques surviennent, des lignes sont à terre, des branches d'arbres les touchent dessus et provoquent des coupures, ce qui exaspère nos concitoyens. Pourquoi existe-t-il encore autant de fils nus dans notre pays ? Comme il s'agit de lignes anciennes, âgées parfois de 60 à 70 ans, la cause principale de leur persistance est bien l'absence de renouvellement en temps utile par EDF, alors que ces ouvrages sont amortis en 40 ans. Je comparerais la situation à celle que nous avons connue avec les fontes grises de GDF, qui étaient dangereuses : il a fallu quelques explosions malheureuses, comme à Mulhouse, pour que nous nous préoccupions de ce problème et pour que GDF se décide à éradiquer ces fontes grises. Il a donc suffi d'une volonté politique de l'entreprise. Avec les fils nus, le quart du linéaire de BT se trouve fragilisé. La conséquence principale en est qu'une résignation s'installe : nous nous habituons chaque année à voir de très nombreux foyers victimes de coupures pour intempéries. Les chiffres sont parlants : lors de la tempête de décembre 1999, 3,5 millions de foyers n'ont pas eu d'électricité pendant quinze jours ; en 2003, ce chiffre était de 2,3 millions de foyers, et il était de 2,1 millions en 2004, 2 millions en 2005 et encore 2,6 millions en 2006. Nous estimons que, dans ces conditions, il faut un effort volontariste de renforcement visible des réseaux de distribution.

Quelles sont les raisons de ces problèmes ? Elles résultent de l'infléchissement à la baisse de la courbe d'investissements. Je ne veux pas faire de procès à nos interlocuteurs, avec qui nous entretenons d'excellentes relations, en particulier EDF-Réseaux de distribution et M. Michel Francony. Malheureusement, il faut bien remarquer que, durant les dernières décennies, la courbe des investissements d'EDF est allée dans le mauvais sens. Nous nous approchons de zéro en 2003. Tout ceci a des conséquences. M. Pierre Gadonneix dit qu'il a redressé la courbe d'investissements qui était au point mort. Je crois que ce n'est pas suffisant. La diminution d'un tiers des investissements d'EDF entre 1992 et 2003 corrobore une relation de cause à effet entre l'insuffisance des renouvellements et la présence beaucoup trop importante de lignes aériennes fragiles.

Le tableau de financement de la distribution électrique en France montre que le système électrique ne peut pas se passer actuellement de l'apport du financement extérieur. Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution (TURP) proposé par la Commission de la régulation (CRE) et fixé par le ministre chargé de l'industrie couvre les trois quarts des besoins en investissement des réseaux de distribution, le dernier quart étant assuré par des financements hors de ce tarif, comme des subventions ou la taxe sur l'électricité... Les services publics industriels et commerciaux (SPIC) devant normalement s'équilibrer, il est important d'augmenter le TURP dans des proportions nous permettant d'entretenir correctement nos réseaux.

Alors que le taux de lignes BT souterraines est actuellement de 30 % du réseau, nous pensons qu'il faudrait procéder rapidement à l'enfouissement de 200 000 kilomètres de lignes afin d'atteindre un taux égal au deux tiers du réseau. Cela représenterait un investissement d'environ 25 milliards d'euros, soit en pratique un surcroît d'investissement de l'ordre de 1,8 milliard par an pendant dix ans ou de 0,5 à 0,6 milliard pendant vingt ans. Cet effort est consistant. Et si nous souhaitons porter la part de lignes MT au même niveau des deux tiers, il conviendrait de doubler au moins ces chiffres d'investissements additionnels. EDF et les collectivités concédantes assurent aujourd'hui chaque année 2,5 milliards d'euros d'investissement : nous pensons que, pour arriver à l'objectif raisonnable d'un enfouissement des deux tiers des lignes, et se rapprocher ainsi de l'Allemagne, il faudrait porter ce chiffre à 3,5 milliards d'euros.

Dans la distribution, il est très important de faire attention à la qualité de l'électricité. La loi d'orientation sur l'énergie de juillet 2005 a prévu de mettre en place un objectif réglementaire de qualité de l'électricité : fixation nationale de niveaux de qualité-plancher et minimisation des coupures et des chutes de tension. Je crois qu'il faudra se donner des objectifs suffisamment ambitieux. La loi de juillet 2005 précise que les cahiers des charges des concessions peuvent être plus ambitieux que les niveaux nationaux de qualité-plancher. Elle prévoit en outre, en cas de non respect de la qualité minimale par le concessionnaire des réseaux de distribution, des pénalités financières, la mise en consignation et le remboursement lorsque la qualité du courant est revenue. Mais les projets actuels de décrets sont vraiment très vagues, ce qui nous inquiète : nous avons le choix entre, soit un zonage de la qualité qui va créer une France à deux vitesses dans le domaine de l'électricité, soit, ce qui nous fait encore plus peur, un alignement par le bas. Cela serait inacceptable : certains départements sont beaucoup plus en avance que d'autres en termes de qualité et, si nous nous mettons à aligner par le bas, les efforts sur la qualité diminueront progressivement alors qu'il faudrait au contraire atteindre des objectifs plus élevés. La grande majorité du territoire étant aujourd'hui au-dessus du niveau de qualité minimum envisagé, la fixation d'un tel niveau risque de dissuader les GRD de maintenir leurs efforts et de tirer la qualité de l'électricité vers le bas. En outre, les critères de qualité envisagés n'intègrent pas les microcoupures, alors que celles-ci sont un réel problème pour tous les

utilisateurs d'électricité. Nous demandons donc une révision à la hausse des objectifs de qualité sous-jacents, et naturellement la parution rapide de ces textes.

Nous souhaitons donc trois choses : EDF doit engager une véritable politique de renouvellement des réseaux de distribution d'électricité afin d'améliorer rapidement les anciens ouvrages, et en particulier tous ceux de plus de quarante ans. Pour le financement, des moyens supplémentaires doivent être prévus par l'intermédiaire d'une augmentation du TURP. Enfin, des textes ambitieux sur la qualité de l'électricité, et non a minima, doivent être rapidement publiés.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie pour toutes ces précisions. Naturellement, des questions vont être posées.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Nous, parlementaires et élus locaux, nous connaissons les différentes organisations et les réseaux, mais le grand public ne les connaît pas et les pannes sont imputées à EDF uniquement. Même ceux qui sont administrateurs de syndicats d'électrification ont de la peine à comprendre.

M. Xavier Pintat – Les communes connaissent les responsabilités de chacun.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Les communes qui paient les connaissent. Où se situent les Sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité (SICAE) dans le schéma que vous avez dressé ?

M. Pascal Sokoloff, directeur de la FNCCR – EDF représente 95 % des usagers. Là où nous trouvons des entreprises non nationalisées, comme une SICAE ou une société d'économie mixte locale, c'est-à-dire dans les 5 % restants, la SICAE assure les mêmes prestations qu'EDF offre sur 95 % du territoire. De manière un peu empirique, nous observons que les distributeurs non nationalisés ont, en termes de qualité, des performances supérieures à celles d'EDF : ainsi, la SICAE fait mieux qu'EDF en matière de minimisation des coupures ou de tenue des tensions.

M. Xavier Pintat – La promotion préoccupe beaucoup la Fédération. Nous disposons d'un site internet et sommes en train de développer un autre site qui, dénommé « Energie 2007 », s'adressera aux consommateurs. Sa mise en place devrait être annoncée par voie de presse dans les jours qui viennent. La loi organisant l'ouverture du marché au 1er juillet 2007 nous autorise à contrôler le service public local de distribution de l'électricité. A ce titre, nous allons être obligés de nous faire connaître et nous envisageons même des sigles département par département, tels que « service local électricité » ou « service local énergie ». En partenariat avec nos syndicats, nous allons éditer environ deux millions de petits guides consacrés à l'ouverture du marché au 1^{er} juillet 2007, comme nous en avons déjà publié un sur les économies d'énergie. Ainsi, par voie de publication, de presse et par le biais d'internet avec un blog, nous allons mieux nous faire connaître du grand public.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Si nous voulons dégager des moyens supplémentaires pour enterrer les lignes, qui va payer ? Sur qui cela va-t-il se répercuter ?

M. Xavier Pintat – Cette opération se répercute sur le consommateur, via le tarif d'utilisation des réseaux. Le TURP est le tarif facturé pour l'acheminement de l'électricité entre le lieu de production et celui de consommation. Il existe trois tarifs : celui de la production, qui est ouverte au marché, le TURP, qui correspond à un monopole, et le tarif réglementé de vente, qui correspond à l'ancien tarif intégré du service public, maintenu pour les clients qui n'exercent pas leur éligibilité.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Pourquoi n'enterrons-nous pas aujourd'hui les lignes ?

M. Pascal Sokoloff – Le différentiel de coût entre les lignes aériennes et les lignes souterraines est très variable et dépend de la nature des terrains : il peut aller du simple au double. Il s'agit donc essentiellement d'un problème de moyens de financement. Les investissements ont diminué de 30 % en un peu plus de dix ans. Donc, si nous revenions au système électrique français du début des années 90, à un rythme d'investissement d'EDF de 30 % supérieur, cela répondrait au moins en partie à la question du surcoût de l'enfouissement.

M. Bruno Sido, président – Au-delà de l'esthétique, combien coûtent ces pannes à EDF, en prenant en compte les réparations, le manque à gagner ? A combien s'élève ce coût rapporté au coût de l'enfouissement ?

M. Pascal Sokoloff – Le coût que vous évoquez doit être complété par le coût économique et social que subissent les entreprises et les consommateurs confrontés à des coupures d'alimentation et à des variations de tension. Il faudrait quantifier l'impact de tous ces défauts sur l'activité économique et sur l'activité sociale. Malheureusement, nous ne disposons pas de cette évaluation.

M. Bruno Sido, président – Mais pendant les coupures, le compteur ne tourne pas !

M. Xavier Pintat – Cela ne doit pas si bien fonctionner que cela, puisque toutes les associations départementales des maires de France créent des commissions pour réfléchir aux problèmes liés à l'approvisionnement en électricité. Il existe des problèmes relatifs aux coupures de courant dans notre pays.

M. Bruno Sido, président – En 1999, j'ai en même temps subi la coupure d'électricité et une coupure d'eau. EDF nous dit que trouver les pannes et les réparer quand le système est enfoui est beaucoup plus compliqué et plus coûteux. Qu'en est-il ?

M. Pascal Sokoloff – C'est exact, mais les pannes sont beaucoup moins fréquentes. Selon une étude que nous avons fait réaliser il y a quelques

années, les coupures brèves et les variations de tension sont divisées par deux dans les réseaux souterrains.

M. Xavier Pintat – Nous pouvons également rappeler la différence de nombre de coupures par an entre la France et l'Allemagne.

M. Pascal Sokoloff – En effet ! Une estimation datant de 2002 établit que la durée cumulée des coupures d'électricité en France était de l'ordre d'une heure, contre environ quinze minutes en Allemagne.

M. Bruno Sido, président – Cela s'élève maintenant à trois heures en France.

M. Pascal Sokoloff – Nous ne sommes en effet plus à une heure.

M. Xavier Pintat – Il faut bien quantifier et analyser le coût de l'enfouissement. Nous parvenons même à enfouir les lignes à haute tension. D'ailleurs, dans certains pays, ce type de lignes est enfoui. En Gironde, il nous a été proposé, afin de construire un golf et sans participation des collectivités, d'enterrer 30 kilomètres de lignes de 63 000 MW. Il existe donc des possibilités. Certes, des conditions techniques s'imposent cependant, mais quand elles sont réunies, RTE préfère alors enfouir.

M. Bruno Sido, président – En 1999, dans la Marne, en Champagne-Ardenne, des poteaux se sont couchés sous l'effet de la tempête. Savez-vous si EDF a retravaillé ces pylônes ?

M. Pascal Sokoloff – Cette situation nous avait aussi frappés. Dans les années ayant précédé les tempêtes, les normes de fabrication des pylônes de transport avaient été modifiées dans le sens d'un allègement. A ma connaissance, RTE est revenu sur le réseau de transport à des pratiques constructives intégrant les enseignements de la tempête de 1999. La préoccupation de nos collectivités concerne la distribution : or, sur ce point, le débat ne porte pas sur la solidité des pylônes mais sur l'alternative entre aérien et souterrain. L'alternative à des supports fragiles n'est pas d'installer des supports plus robustes mais d'enterrer les réseaux, même si ceux-ci ont aussi leur fragilité, liée en particulier aux inondations. Cependant, nous savons concevoir des réseaux souterrains qui résistent aux inondations et, technologiquement, ces problèmes se maîtrisent aujourd'hui très bien. En Angleterre, où une partie importante du réseau a été enfouie il y a déjà longtemps, les technologies utilisées alors étaient beaucoup plus fragiles et ne sont plus adaptées à notre époque.

M. Bruno Sido, président – Historiquement, pourquoi la MT est-elle propriété des collectivités ou de leurs groupements et pas le transport ? Pourquoi nous sommes-nous arrêtés là ? Ou, à l'inverse, pourquoi les collectivités ne sont-elles pas seulement propriétaires de la BT ?

M. Pascal Sokoloff – Le réseau de distribution de l'électricité s'est constitué très rapidement sur des bases intercommunales. Juridiquement, la commune dans son sens le plus strict a compétence pour agir. Mais en

pratique, rares ont été les communes, surtout celles de petite taille, à avoir exercé cette compétence toutes seules et, dès le début du XX^{ème} siècle, le système s'est constitué sur des bases intercommunales : les ouvrages construits desservaient la grappe de collectivités regroupées dans un syndicat et alimentées par une ossature de MT et par des ramifications en BT.

M. Bruno Sido, président – Au moment de la nationalisation, en 1946, nous aurions pu revoir cette organisation. Si la distribution est de mauvaise qualité, n'est-ce pas parce qu'EDF n'est pas propriétaire de la MT ?

M. Marcel Deneux, rapporteur – Avant 1946, les exploitants étaient plus ou moins privés. En 1946, la coupure s'est faite clairement et la distribution en BT est passée aux communes.

M. Bruno Sido, président – Je parlais de la moyenne tension.

M. Pascal Sokoloff – Le constat de la Fédération est que si la qualité de l'électricité en France était et reste plutôt bonne en régime normal, une vulnérabilité est en revanche apparue ces dernières années dans un régime dégradé, c'est-à-dire un régime d'intempéries sévères. L'écart se creuse avec les pays voisins comme l'Allemagne, dont le réseau résiste infiniment mieux à des conditions climatiques un peu sévères. Notre diagnostic est que cet écart de performance en régime climatique dégradé provient d'un manque d'adaptation du réseau, et notamment des réseaux de MT. Il nous semble que si EDF était propriétaire de ces ouvrages, cela ne changerait rien : en effet, EDF, chargée du renouvellement et du renforcement des réseaux de MT avec des ressources financières venant du TURP, dispose d'ores et déjà de l'ensemble des moyens juridiques et financiers de réaliser ces travaux. Cela a été fait il y a dix ou quinze ans, quand le niveau d'investissements était plus élevé, et rien ne s'oppose à ce que nous revenions à ce rythme de croisière aujourd'hui.

M. Bruno Sido, président – Seriez-vous opposé à une loi qui déciderait que la MT redevienne la propriété d'EDF ?

M. Jacky Pierre – Si elle garantit une bonne qualité, nous n'avons rien contre.

M. Bruno Sido, président – Un locataire entretient toujours moins bien un appartement qu'un propriétaire.

M. Xavier Pintat – L'électricité n'est pas un bien comme un autre. Il existe dans ce domaine une vraie notion de service public et un contrôle est donc nécessaire. Nous avons parfois confondu le rôle du monopole appartenant à EDF et celui du propriétaire qu'est la collectivité concédante. Le contrat de concession établit un cadre très simple et très clair pour vérifier que les conditions de service public sont bien remplies : au plan local, je ne vois pas qui d'autre que les communes peut le vérifier. Aucun autre propriétaire ne vérifiera que les réseaux sont en bon état.

M. Pascal Sokoloff – Un point doit être pris en considération dans l'équilibre économique de cette question : en France, le réseau MT en milieu rural est beaucoup plus développé que celui existant en zone urbaine. Sur la base de la péréquation tarifaire que nous appliquons, la distribution de l'électricité en zone urbaine est bénéficiaire et celle en milieu rural structurellement très déficitaire. Dans ces conditions, un opérateur comme EDF, soumis à de puissantes contraintes de rentabilité, ne tirerait pas avantage à devenir propriétaire d'ouvrages structurellement déficitaires. Nous pouvons même imaginer que charger une société telle qu'EDF d'un actif déficitaire risquerait de créer un handicap structurel.

M. Bruno Sido, président – Cela me semble être un bon argument.

Mme Elisabeth Lamure – En ce qui concerne les enfouissements, combien d'années pouvons-nous raisonnablement envisager pour parvenir à se rapprocher des performances du Royaume-Uni, à quel coût, et quelle participation des collectivités doit être attendue ?

M. Xavier Pintat – Pour atteindre le pourcentage connu par l'Allemagne, soit deux tiers des lignes enfouies, il faudrait envisager une dépense de 25 milliards d'euros pour la BT, ce qui correspond à un surcoût d'investissement de 1,8 milliard d'euros pour dix ans ou de 0,5 ou 0,6 milliard pour vingt ans qui serait financé par une augmentation du TURP. Au rythme actuel, il faudrait compter quarante ans, voire cinquante ans.

Mme Elisabeth Lamure – Quelle serait la sollicitation des collectivités dans cette perspective ?

M. Xavier Pintat – Cela reste une question. Nous pensons que l'acteur électricien doit prendre en charge cet effort, plutôt que les collectivités locales. Mais il existe toujours la taxe d'électricité et des subventions...

M. Pascal Sokoloff – Le problème est que si nous faisons appel aux finances locales, nous remettons en cause la péréquation du système électrique. Dans le système actuel, tout consommateur d'électricité, quel que soit son lieu de résidence, a en principe le droit à une électricité de qualité puisqu'il paie un seul et unique tarif. Si nous sollicitons les finances des collectivités locales pour accompagner l'amélioration du réseau, nous remettons en cause cette logique de péréquation puisque, en fonction de l'opulence fiscale des collectivités, elles auront plus ou moins la capacité à investir et les usagers ne seront plus placés dans une situation équivalente, alors qu'ils paient le même tarif sur l'ensemble du territoire. Renvoyer à des investissements locaux, alors que le système reste dans une philosophie de péréquation nationale, poserait donc un problème politique.

Par ailleurs, la taxe sur l'électricité, qui permet actuellement de financer l'essentiel des investissements publics locaux, est très largement perçue au taux maximum de 8 % prévu par la loi. Etant déjà au maximum, nous n'avons donc plus de flexibilité et cette taxe ne pourra pas générer de

ressources additionnelles dans les années qui viennent pour financer un effort d'enfouissement.

M. Xavier Pintat – Le département pourrait peut-être faire des efforts ? Il s'agit d'une recette non affectée qui n'est pas souvent attribuée à l'électricité.

M. Michel Billout, rapporteur – Je souhaiterais évoquer une question qui n'a pas été beaucoup abordée : ce système de péréquation peut-il encore résister longtemps à un marché qui est en train de se libéraliser ? Compte tenu des attaques répétées sur le tarif réglementé, nous pouvons imaginer demain des niveaux de prix différents, qui fassent disparaître la partie « péréquation ». Par ailleurs, vous attendez-vous au développement d'un marché concurrentiel sur les concessions du réseau de distribution ?

M. Xavier Pintat – Ce sont deux très bonnes questions, qui nous ont préoccupés. Nous ne souhaitons pas une libéralisation de la gestion du réseau de distribution mais, au contraire, le maintien du système du service public de distribution de l'électricité. Il semblerait que la Cour de justice européenne puisse un jour nous mettre en demeure de libéraliser ce réseau, mais je ne souhaite pas qu'elle le fasse. Car ce qui est possible pour le gaz ne l'est pas pour l'électricité, où existent des problèmes d'universalité de desserte : c'est ce qui devrait nous permettre de résister.

En ce qui concerne le maintien de la péréquation, c'est un sujet lui aussi préoccupant. Nous avons défendu l'idée de maintenir, dans le domaine de la distribution, une taille minimale, la taille départementale selon l'article 33 de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. Nous maintenons ainsi dans une même entité, qui négocie avec le gestionnaire de la concession pour la distribution, des zones rurales et des zones urbaines, des zones éloignées et des zones proches, des zones réputées riches ou d'autres manifestement pauvres et donc moins rentables du point de vue électrique. Ainsi, nous maintenons cette solidarité dans la négociation. Si la distribution reste morcelée au sein des départements, ceux qui croiront faire de bonnes affaires n'en feront pas de si bonnes que cela. De plus, ils feront parfois face à un GRD qui ne sera pas départemental, mais interdépartemental. Enfin, certaines zones ne seront plus du tout intéressantes à desservir. La loi prévoit donc que la taille départementale soit préservée dans le domaine de la distribution. Les communautés d'agglomération, de communes ou urbaines ne doivent pas se mêler de la distribution de l'électricité, parce que cela risquerait de remettre tout le système en cause : la distribution ne s'arrête pas aux frontières des communes ou des communautés urbaines. En revanche, les communes ont vocation à s'intéresser à l'efficacité énergétique ou aux énergies renouvelables. Le principal souci de l'entité départementale est de maintenir la péréquation et le service public de distribution : cela permet de plus, en cas de problème juridique, d'obtenir une réponse au niveau départemental.

M. Marcel Deneux, rapporteur – En termes de qualité de service comme de prix au consommateur final, plusieurs zones géographiques différentes peuvent être distinguées, telles que les zones des SICAE. Que pouvons-nous en tirer comme enseignement ?

M. Pascal Sokoloff – Effectivement, sur la zone SICAE, à rémunération équivalente, nous observons des performances différentes. Il existe sans doute un certain nombre d'explications. L'une d'entre elles est que les SICAE sont des entreprises publiques locales, dans lesquelles les collectivités locales sont souvent très présentes. Nous croyons beaucoup à l'influence des collectivités pour surveiller les objectifs de qualité assignés à l'opérateur, et qui sont finalement plutôt bien atteints par les SICAE. Cela renvoie plus à des logiques de gouvernance de l'entreprise qu'à des considérations géographiques, parce que les SICAE sont présentes sur une grande partie du territoire français et sur des territoires qui ne sont pas forcément homogènes. La géographie n'est donc pas l'explication fondamentale, alors que le mode de gouvernance a en revanche d'indéniables conséquences sur les performances.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie.

Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG)
16 mai

**M. Gérard Vincent, président, et M. Gérard Lefranc, vice-président de la
Fédération nationale des SICAE (FNSICAE)**

M. Bruno SIDO, président – Nous accueillons maintenant Gérard Vincent, président de l'Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG). Je vous remercie de venir devant cette mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement d'électricité de la France et les moyens de la préserver, chargée d'émettre quelques préconisations en la matière. Pour notre dernière série d'auditions et afin que notre rapport soit le plus complet possible, nous souhaitons entendre l'UNELEG, représentant les distributeurs locaux, sur la libéralisation du marché, qui perturbe un certain nombre d'habitudes.

M. Gérard Vincent, président de l'Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG) – Je vous remercie de nous avoir invités pour vous faire part de notre sentiment dans le domaine de l'électricité, et notamment sur l'une de nos préoccupations actuelles : la sécurité d'alimentation de nos clients et de nos secteurs de distribution. Je m'appelle Gérard Vincent et je suis directeur général de l'usine d'électricité de Metz. Gérard Lefranc, directeur de la Société d'intérêt collectif agricole d'électricité (SICAE) de l'Oise, vice-président de la Fédération nationale des SICAE (FNSICAE) et chargé d'autres fonctions dans le monde des industries électriques et gazières, va vous présenter rapidement l'UNELEG.

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – L'UNELEG est un syndicat professionnel d'entreprises de distribution récent, créé en 2000 dans le contexte des premières lois de modernisation du service public de l'électricité. Sa vocation sociale, lors de sa création, s'est étendue au monde économique. Il représente 75 entreprises non nationalisées, gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) aux formes juridiques différentes : régies, sociétés d'économie mixtes (SEM), SICAE ainsi qu'une société anonyme bien connue dans le monde des entreprises non nationalisées, Electricité de Strasbourg, qui est le plus gros distributeur non nationalisé. Ces entreprises exercent des activités de gestion du réseau de distribution sur leur zone de desserte et des missions de fournisseurs soit au tarif réglementé, soit dans le marché libre, certaines d'entre elles assurant également de la production. C'est un monde d'entreprises fortement sollicité actuellement par l'ouverture des marchés : en effet, en tant que GRD, nous devons mettre en œuvre, sur nos zones de desserte, des moyens propres à assurer l'ouverture du marché, tout en étant fournisseurs. Nous devons donc assurer les transformations dans l'entreprise pour passer d'un marché réglementé à un marché libre.

Nos entreprises emploient 3 500 agents sur les 5 000 relevant du secteur non nationalisé de la distribution. Nous desservons 3 millions d'habitants, distribuons 17 térawattheures (TWh), exploitons 55 000 km de réseau. Les capacités de production de nos adhérents sont en revanche relativement faibles, de l'ordre de 300 mégawatts (MW). Enfin, nous figurons parmi les membres fondateurs de l'Union française de l'électricité (UFE) et sommes également membres actifs de la Confédération européenne des distributeurs d'électricité communaux (CEDEC), un groupe de distributeurs français, belges, italiens et autrichiens.

M. Gérard Vincent, président de l'Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG) – Cette présentation appelle quelques remarques complémentaires. Dès le début des discussions sur la libéralisation de l'électricité, en 1986, nos entreprises ont suivi avec beaucoup d'intérêt et de perplexité ce qui allait se mettre en place. La concurrence existait déjà avant la nationalisation d'après-guerre et nous nous souvenons de l'organisation qui prévalait à l'époque : nous avions d'un côté des producteurs, de l'autre, des transporteurs ou des gestionnaires d'ouvrage de haute tension et des distributeurs qui géraient les réseaux de distribution publique mais assuraient également la fourniture d'énergie à la quasi-totalité des clients dans leurs zones d'action. Il pouvait y avoir quelques très gros clients qui dépendaient directement des réseaux de transport.

Le nouveau découpage amorcé nous rend donc perplexes : le producteur est également le fournisseur et les gestionnaires de réseau n'ont plus qu'une mission essentiellement technique, mais qui implique cependant une relation directe avec les clients. C'est un système extrêmement complexe qui présente un risque d'insécurité dans son fonctionnement global. Cette nouvelle organisation répond certes à une certaine logique de marché, mais je voudrais souligner qu'il s'agit d'un secteur stratégique et assez particulier puisque le produit à vendre est invisible à l'œil nu.

Les principes d'organisation généraux au niveau européen nous ont perturbés : malgré l'évocation de règles de subsidiarité, nous ne comprenions pas comment allait pouvoir se constituer de façon simple un marché européen, fonctionnant correctement à partir d'organisations nationales aussi différentes les unes des autres : la production est parfois décentralisée ; certains Etats produisent de l'énergie nucléaire, ce que d'autres refusent ; la gestion des infrastructures de distribution ou de transport varie selon les pays : dans certains, elle dépend des producteurs, dans d'autres, de sociétés privées ou des pouvoirs publics (parfois l'Etat, parfois les communes). Nous ne comprenions donc pas comment tout cela pourrait fonctionner techniquement en harmonie.

Le « marché » a réagi immédiatement à la mise en place du système, les clients cherchant les prix les plus intéressants, les producteurs et les fournisseurs cherchant la meilleure marge possible. Cependant, les lieux de production et ceux de consommation étant souvent distants, un certain nombre de risques sont apparus. Lors de l'établissement des premières directives, la tendance était en effet de considérer qu'il existait un surinvestissement en

production au niveau européen. L'utilisation de ces moyens de production pour alimenter, dans le cadre du « marché », des clients éloignés des lieux de production pose des problèmes sur les structures de transport et de distribution : en effet, les réseaux n'étant pas constitués pour de tels types d'échanges entre fournisseurs et consommateurs, des congestions apparaissent. A deux ou trois reprises ces dernières années, la catastrophe a été évitée de justesse, parfois en plein été. Le « marché » a donc bien réagi à son ouverture, mais les infrastructures de transport et de distribution ne suivaient pas. Aujourd'hui, c'est progressivement la production qui connaît des difficultés car, cette nouvelle organisation ayant créé des inquiétudes quant à la rentabilité des investissements dans la production, les investisseurs dans les outils de génération n'ont pas suivi aussi vite que nécessaire. Nous sommes donc assez inquiets de l'évolution de la situation, en matière d'approvisionnement, de localisation des outils de production, de localisation par rapport aux lieux de consommation, de localisation et de renforcement des outils de distribution, même si, en France, les pouvoirs publics ont mis en place des éléments très favorables pour pallier une partie des inconvénients précités : ainsi, la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) doit répondre en partie aux problèmes de la production et aux volumes d'énergie à mettre sur le marché.

Pour le client, ce sont les réseaux qui garantissent la sécurité d'approvisionnement, même si ce point de vue est incomplet : un producteur peut tomber en panne, les gestionnaires de réseau s'organisent pour trouver une solution et assurer l'alimentation de ses clients. C'est l'une de nos principales préoccupations : nous nous sentons responsables en matière d'approvisionnement des clients raccordés aux réseaux, mais nous n'aurons peut-être pas toujours les moyens d'y répondre. En effet, notre activité dépend essentiellement du tarif d'utilisation des réseaux publics, le fameux TURP. Mais aujourd'hui, une partie des recettes d'acheminement est amputée par le coût des systèmes d'informations lourds que nous sommes obligés de mettre en place tant pour servir la clientèle que pour assurer la fiabilité de nos réseaux. Nos entreprises s'inquiètent donc des moyens financiers dont elles pourront disposer pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle, indépendamment des volumes d'énergie disponibles sur le réseau. Elles sont préoccupées par le niveau du TURP. Je me permets d'autant plus d'évoquer cette question que la responsabilité en cas d'accident ou de non-qualité repose essentiellement sur le gestionnaire, alors qu'il ne maîtrise pas le niveau des recettes lui permettant d'assurer cette mission.

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – Nous avons axé notre exposé sur quelques points qui nous paraissent fondamentaux pour la sécurité de l'alimentation électrique.

Le premier concerne les ouvrages d'interconnexion. Ceux-ci, essentiels pour assurer la sécurité énergétique, sont particulièrement vulnérables puisque des problèmes sur le réseau sont à l'origine de la quasi-totalité des incidents connus ces dernières années : ainsi, en 1999, le

réseau belge a failli s'écrouler en raison de flux importants, suite à l'arrêt de production éolienne ; en 2003, une chute d'arbre sur une ligne à haute tension a provoqué des problèmes en Italie ; enfin, une fausse manœuvre est à l'origine de la panne du 4 novembre dernier. Globalement, nous constatons que les lois de la physique ne sont pas celles du marché : lorsqu'on transporte de l'électricité de Bruxelles à Marseille, 5 % passent par la République tchèque, ce qui n'est pas tout à fait le sens de l'échange commercial voulu. Or, il nous semble que le développement des interconnexions est plus axé sur des besoins de marché que sur ceux de sécurisation. Par ailleurs, la production décentralisée de forte puissance s'installe de plus en plus, avec des puissances très élevées, sur des réseaux de distribution de haute tension A (HTA). En effet, il a été décidé -et je sais que le Sénat ne partageait pas ce choix- de mettre en place des zones de développement d'électricité (ZDE) de forte puissance en obligation d'achats. En pratique, ces parcs, malgré les fortes puissances, se raccrochent sur des réseaux de distribution. Il ne faut donc pas négliger l'interconnexion entre réseaux de distribution et réseaux de transport, qui limite fortement les capacités d'évacuation des centrales et créent d'autres problèmes. Enfin, en matière d'interconnexion, les procédures administratives sont particulièrement lourdes et il faut parfois entre cinq et sept ans pour construire une ligne : aussi faudrait-il peut-être, de notre point de vue, les simplifier ou, du moins, les alléger.

Le deuxième axe sur lequel nous souhaitons nous exprimer concerne la production décentralisée, dont le développement, je l'ai dit, se fait principalement sur les réseaux HTA de 20 000 volts. D'après le panorama des projets de production, si l'EPR ainsi que quelques centrales de cycle combiné à gaz (CCG) vont être raccordées en très haute tension (THT) ou haute tension B (HTB), les nombreux projets de nouvelle génération, hydrauliques ou éoliens, vont être raccordés sur les réseaux de distribution HTA. Il nous semble donc important d'optimiser d'abord les capacités existantes de ces réseaux puisqu'un bon projet éolien nécessite de rechercher non seulement un bon poste mais aussi le raccordement le moins onéreux possible. Il nous semble que ces projets devraient être optimisés.

Par ailleurs est apparue une problématique de gestion de coordonnées entre les producteurs, le Réseau de Transport d'Electricité (RTE) et les GRD. Auparavant, nous avions un réseau, un parc de production monolithique et le RTE qui commandait l'appel de centrales de forte puissance. Comme ce ne sera bientôt plus le cas, les GRD, RTE et les producteurs de faible puissance doivent être coordonnés, et une autre vision des réseaux de distribution s'avère nécessaire : alors qu'ils n'étaient dimensionnés qu'en soutirage, ils le seront demain en soutirage mais aussi en injection. Il faut donc réfléchir à la levée possible des limitations de capacité de ces réseaux de distribution, ainsi qu'à une approche technique nouvelle afin que l'augmentation de capacité ne se traduise pas par une dégradation. Sinon, dans le cas de la production décentralisée des éoliennes, par exemple, le gain obtenu grâce à l'accroissement de capacité va être en partie annihilé car ces éoliennes

décrocheront dès le moindre incident sur le réseau. A cet égard, il me semble qu'il y a lieu d'ouvrir aussi un chantier sur ce point technique important : le maintien de la sécurité du réseau malgré l'installation de moyens de production décentralisée. Actuellement, je l'ai dit, ces moyens se désolidarisent très vite du réseau en raison de leur conception technique et ils sont donc des facteurs aggravants lorsqu'un problème survient. Aussi faudrait-il durcir les normes techniques pour maintenir le fonctionnement de ces productions le plus longtemps possible.

Mais d'autres missions se profilent : ainsi, pour mettre en place des moyens d'observabilité de la production éolienne, nous sommes en discussion avec RTE qui nous demande de rapatrier des mesures dans la minute afin de pouvoir prévenir un écroulement. Ces missions nouvelles faisant appel à des techniques de communication performantes dont il convient d'assurer la charge, il faudra veiller à assurer le financement, soit par le tarif, soit par des contrats annexes, de ces nouvelles missions confiées aux GRD dans le domaine de la sécurité d'approvisionnement. Concernant la sécurisation des raccordements des centrales de production décentralisées, nous avons actuellement recours à des solutions de moindre coût puisque ce sont les producteurs qui financent ces raccordements. Il existe pour nous un axe de travail autour de cette production décentralisée : des producteurs, souvent étrangers, ont des projets de production décentralisée qui, bénéficiant de conditions d'achat public, sont financés par des fonds publics au travers du mécanisme de compensation des charges de service public de l'électricité (CSPE). Or, en contrepartie, il y a peu de missions de service public attachées à l'obligation d'achat dont bénéficie la production décentralisée. Nous pensons pour notre part qu'il faudrait réfléchir à imposer à ces contrats un certain nombre de missions de service public en termes de sécurité d'approvisionnement ou de financement.

Afin d'assurer la sécurité énergétique, la maîtrise de la demande d'électricité (MDE) est un complément indispensable aux nouveaux investissements de production. Alors que la tendance est de renvoyer la MDE à la responsabilité des fournisseurs, nous ne partageons pas ce point de vue et souhaitons rappeler le rôle important des GRD en la matière : ils ont la connaissance du terrain, des opportunités, l'approche technique, les moyens techniques d'informer les utilisateurs et la télé-action. Nous menons actuellement des réflexions autour du compteur intelligent favorisant le télé-délestage individuel, point stratégique si l'approvisionnement de la France venait à être menacé. Nous considérons également qu'en tant qu'ELD, nous pouvons être des acteurs locaux importants de la maîtrise de la demande d'électricité, en raison de nos relations privilégiées avec les collectivités locales.

M. Daniel Raoul – Que signifie « ELD » ?

M. Gérard Vincent, président de l'Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG) – « Entreprises locales de distribution ». La loi parle d'« ENN », d'« entreprises non nationalisées »

mais notre position est celle des ELD, sachant que certaines, parmi nous, sont cependant aussi productrices. Ainsi, à Metz, nous produisons de l'électricité et de la chaleur en cogénération.

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – Il existe une forte tendance à inhiber le signal économique autour de la MDE, ne serait-ce que par la tarification de l'utilisation des réseaux. Parmi les différentes conceptions existantes, l'une considère que le réseau coûte le même prix toute l'année. Or, si ce coût de réseau est une composante du prix final, le signal économique n'est pas très fort pour l'utilisateur. Il faudrait donc appliquer les dispositions prises par la loi et prévoir une tarification d'utilisation des réseaux incitant le consommateur à réduire sa consommation au moment où la demande est la plus forte. Ceci implique certes un transfert mais, pour le bien de la collectivité, cette piste ne doit pas être négligée. Il faudrait également assurer le financement des actions de MDE dès maintenant : la loi prévoit que les fournisseurs historiques, qui alimentent les clients aux tarifs réglementés, doivent bénéficier de la prise en compte dans les tarifs des coûts liés à l'accomplissement des obligations attachées aux certificats blancs mis en place l'année dernière. Ces obligations sont considérées par la plupart des opérateurs comme une nouvelle imposition. La finalité de ces opérations n'est pas évidente. Par ailleurs, nous nous étonnons que les pénalités éventuelles qui seront versées par les opérateurs en 2009 rentrent dans le budget de l'Etat : il eût été souhaitable que les amendes liées aux certificats d'économies d'énergie servent à des actions de MDE.

Pour en venir à la panne du 4 novembre 2006, nous nous félicitons de l'attitude exemplaire de la France, du RTE et d'EDF, relayée par les GRD qui ont contribué au délestage. Mais l'effort a été mal réparti entre les zones qu'ils desservent, certaines ayant été plus affectées que d'autres par le délestage. Aussi, il nous semble indispensable d'effectuer une révision des plans particuliers, des « plans électro-secours » ou des plans ORSEC, par le biais de mises à jour, dont les niveaux sont différents d'une région à l'autre, prenant en compte les nouvelles dynamiques. Je signale à cet égard qu'une nouvelle contrainte apparaît avec l'ouverture des marchés : actuellement, d'après la conception des plans de secours, la préfecture est en relation avec des entreprises intégrées, alors que demain, ce sera avec les GRD, qui disposent de moyens techniques, et les fournisseurs, qui connaissent la clientèle. Les GRD ne pouvant plus définir les besoins prioritaires puisqu'ils ne connaîtront que des points de service, il faudra donc les associer aux « plans électro-secours ». Il conviendrait également de mettre en place la coordination sur la prise en compte des nouveaux besoins prioritaires prévue par la loi sur la sécurité civile, et préciser les responsabilités individuelles lors des incidents de grande ampleur. Un cadre de responsabilité existe, mais il n'est pas très bien défini.

Nous entendons être des acteurs de la sécurité d'approvisionnement et, en premier lieu, profiter des évolutions réglementaires et tarifaires de manière à obtenir des ressources permettant d'assurer les nouvelles missions dans la gestion coordonnée du réseau. L'organisation créée pour l'ouverture à

la concurrence a provoqué la scission des entreprises entre transporteur, distributeur, producteur et vendeur. En tant que gestionnaire de réseau, nous pensons que les relations avec le gestionnaire de réseau supérieur doivent permettre le maintien de la qualité pour le client final : aussi, nous devons avoir les moyens de mener une gestion coordonnée des réseaux. Nous voulons bien sûr continuer à assurer le financement des investissements sur les réseaux existants, le développement de nouvelles interconnexions, prendre en compte, soit par des fonds particuliers, soit par d'autres moyens, les caractéristiques locales de distribution. Mais l'approche actuelle de la CRE, qui considère que les GRD sont des utilisateurs, est réductrice et ne nous semble pas la bonne : chargés de missions de service public, nous ne pouvons être assimilés à des producteurs. Concernant les positions de la commission européenne, nous sommes opposés à la séparation patrimoniale des GRD et à l'extension de la séparation juridique des entreprises desservant moins de 100 000 clients. Avec cette obligation, les charges administratives deviendront insupportables, les structures ne seront plus optimales et les capacités financières seront réduites. Nous ne comprenons pas ces positions sur un plan technique, même si elles se conçoivent sur un plan dogmatique. En France, les risques d'atteinte à la concurrence sont faibles et la conception de la distribution diffère totalement de celle d'autres Etats membres, comme l'Allemagne. Enfin, il faut rappeler nous avons une autorité organisatrice assurant le contrôle des GRD : les collectivités locales. Le législateur leur a donné des moyens, sous la forme de procédures de départementalisation, pour accroître le contrôle du GRD, y compris dans sa contribution à la sécurité d'approvisionnement.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Beaucoup de choses se recourent avec les auditions précédentes. Quelle est votre position sur les nécessités en matière d'enfouissement des réseaux ? Vous avez parlé des délestages individuels, qui semblent être les techniques de demain mais qui appellent quelques éclaircissements : quels coûts ? Quelles réalités ? Quelles perspectives ?

M. Gérard Vincent, président de l'Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG) – Il me semble que dans les ELD, statistiquement, le taux d'enfouissement est plus élevé que la moyenne française. J'ignore s'il s'agit d'un fait urbain ou rural. A Metz, où nous avons 140 communes dont 130 rurales, le taux d'enfouissement des réseaux moyenne et basse tensions est de l'ordre de 65 % à 70 %.

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – Dans l'Oise, nous desservons 185 communes rurales, dont la plus importante compte 7 000 habitants. Le taux d'enfouissement des réseaux HTA de 20 000 volts est de 86 %, celui des réseaux de basse tension de 57 %. Il existe une explication technique : les ressources des ELD ont toujours été consacrées aux zones de desserte. Pour les SICAE, nous avons eu de bonnes années au cours desquelles nos conseils d'administration, composés d'agriculteurs dans les SICAE, ont décidé d'affecter les excédents à l'amélioration des réseaux des zones desservies. En effet, si une entreprise en milieu rural est mal desservie, elle

part et ne revient plus, provoquant un effet désastreux sur l'activité économique de la zone. Nous devons donc prendre soin de la qualité du réseau, ce qui explique des investissements qui pourraient parfois paraître discriminatoires, décidés pour le bien de la collectivité.

M. Gérard Vincent, président de l'Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG) – Les collectivités locales nous demandent des enfouissements de réseaux par souci de sécurité en cas de tempête mais aussi afin d'améliorer l'esthétique de leur ville ou village.

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – Il est parfois nécessaire d'enfouir les réseaux. Pour la HTA, le réseau de moyenne tension, il existe des zones plus favorables à l'enfouissement, par exemple en Picardie où les villages sont groupés. Dans des zones d'habitat dispersé, les coûts d'infrastructures sont beaucoup plus élevés.

M. Gérard Vincent, président de l'Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG) – L'enfouissement est une très bonne solution en cas de tempête. En revanche, il présente des inconvénients en cas d'incidents mécaniques : effectuer une réparation sur un réseau souterrain prend plus de temps que sur un réseau aérien. Les incidents sont moins fréquents sur le réseau souterrain mais le temps de coupure pour effectuer la réparation est plus important.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Que pouvez-vous nous dire concernant les délestages individuels ?

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – Si le comptage électronique gagne du terrain, une partie importante du parc est encore équipée de compteurs électromagnétiques. Nous menons actuellement une réflexion sur des compteurs dotés de fonctionnalités plus modernes, les compteurs intelligents ou évolués, qui offrent des fonctionnalités comparables à l'informatique, notamment en termes de télé-action, de coupure ou de sélection à distance des appareils à éteindre.

M. Bruno Sido, président – Cela sera-t-il possible à partir du 1er juillet ?

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – Non, puisque nous sommes toujours en phase d'expérimentation.

M. Bruno SIDO, président – Qu'en est-il d'un point de vue juridique ?

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – Je ne pense pas qu'il existe de contraintes juridiques.

M. Bruno Sido, président – Quelles sont les réflexions à mener en matière de non-échange d'informations entre le distributeur et le fournisseur ?

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – Concernant l'échange d'informations entre le fournisseur et le distributeur, plusieurs problèmes se posent : les flux de comptage étant des données commercialement sensibles, ils ne pourront être accessibles qu'au fournisseur en titre, pourvu qu'il soit mandaté et dispose de toutes les autorisations nécessaires. Ensuite, ces comptages permettent de nombreuses possibilités d'intervention et d'information : par exemple, un délestage ou un télé-délestage est possible sur demande du distributeur pour des questions de sécurité.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Peut-on rêver d'une zone équipée de compteurs intelligents, où l'on pourrait délester en cas de besoin ?

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – Cela peut s'imaginer.

M. Marcel Deneux, rapporteur – A des coûts raisonnables ?

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – Le coût du comptage n'est pas prohibitif : il est d'environ 200 euros, avec une durée d'amortissement qui peut varier de cinq à dix ans. Le système de gestion pose plus de problèmes, notamment parce qu'il nécessite des moyens de communication très performants. Certaines zones rurales de France, plus sensibles aux incidents climatiques, sont encore victimes de la fracture numérique. Il faut donc disposer de moyens conséquents. Si le délestage concerne les villes, où les tempêtes n'entraînent pas de difficultés majeures, cela ne présente aucun intérêt.

M. Gérard Vincent, président de l'Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG) – Les moyens de délestage individuel existent depuis longtemps, par exemple avec les systèmes de tarifs de nuit qui, en envoyant simplement une impulsion sur le réseau, mettaient en route les machines à laver, le chauffage et d'autres fonctionnalités. C'est une forme de délestage ou de mise en service à partir d'un système relativement simple mais qui relève d'un choix commercial. Quant à la question de la prise de décision pour les questions de sécurité, ce sont les Pouvoirs publics qui décident du délestage : nous délestons actuellement à partir de listes mises au point avec les pouvoirs publics.

M. Bruno Sido, président – Le tarif doit-il subsister à partir du 1^{er} juillet ?

M. Gérard Vincent, président de l'Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG) – S'il s'agit du signal tarifaire, les clients qui le souhaitent pourront le conserver. Savoir si nous sommes favorables au maintien d'un tarif Tempo relève de ce genre de problème nouveau que nous devons résoudre : d'une part, cela soulage les réseaux, d'autre part, cela évite de mettre en œuvre des moyens de production en cas de surcharge. Jusqu'à présent, la façon de distribuer liait les deux

missions « fourniture » et « réseau » en fonction des besoins du client. La nouvelle découpe -deux responsabilités distinctes- pose ce type de problème.

M. Bruno Sido, président – Avec la séparation entre GRD et fournisseurs, les premiers devant être neutres vis-à-vis des seconds, il ne sera plus possible d'envoyer le signal. Donc, a priori, le tarif de nuit est voué à disparaître.

M. Gérard Vincent, président de l'Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG) – La problématique n'est pas là. En l'état actuel de la technique, les systèmes ne peuvent permettre l'émission d'ordre supplémentaire. Nous avons en effet un panel de possibilités de demandes d'émissions d'ordre tarifaire et ne pouvons en donner plus. Mais une question sous-jacente se pose : chaque fournisseur est-il maître de l'émission de ses ordres tarifaires ? Nous en avons discuté au sein de nos instances, puisqu'un partage est nécessaire, mais nous ne sommes parvenus à aucun consensus. EDF souhaite-t-elle ne plus faire d'heures creuses ? Je ne pense pas que telle soit sa position. En tant que fournisseur et pour attirer le client, EDF étudie au contraire d'autres formes tarifaires, telles l'heure creuse de week-end. Mais EDF souhaite surtout éviter des discussions avec les autres fournisseurs car, alors que tous devraient disposer de ces signaux tarifaires, ce n'est actuellement le cas que d'un seul opérateur.

M. Marcel Deneux, rapporteur – L'arrivée de l'éolien perturbe vos réseaux. Que préconisez-vous en cas de panne ?

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – L'éolien est actuellement un domaine en évolution. Il ne nous perturbe pas pour le moment, mais nous sentons les problèmes arriver. Les investisseurs ont choisi l'éolien de forte puissance, raccordé, pour des raisons économiques, sur le réseau de distribution, afin de profiter des capacités existantes. Sur un poste de distribution situé dans ma zone de desserte, nous avons au plus bas, en août, 2 000 KW de soutirage. Nous allons raccorder sur ce poste 23 000 KW d'éolien : ainsi, suivant les moments de l'année, ce poste sera soit en soutirage, soit en injection. Nous devons donc gérer ces situations techniquement. Une autre optique serait de raccorder les ouvrages de production décentralisée sur des ouvrages dédiés en injection. Pour une zone qui injecterait 30 MW, les producteurs devraient financer un poste en injection, plus facile à gérer, et prévoir la coordination avec les services en charge de l'équilibre, en l'occurrence RTE.

M. Gérard Vincent, président de l'Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG) – Il existe une grande différence entre les productions décentralisées telles qu'elles étaient jusqu'à présent conçues et celles qui apparaissent dans le cadre des obligations d'achats. Autrefois, la production décentralisée était surtout justifiée par une consommation locale et bénéficiait parfois de la vente des excédents renvoyés sur le réseau. Mais ces quantités étaient faibles. Les réseaux étaient constitués pour faire de la distribution et non de la récupération d'énergie renvoyée sur le

réseau national. Les systèmes de protection et surtout la structure et le dimensionnement de nos réseaux ne sont pas prévus pour ce type de situation, ce qui pose problème. Par ailleurs, sauf cas particulier, l'éolien se situe sur des zones manquant de réseau : il s'agit en effet de zones ventées ayant une très faible densité de population. Les projets en discussion portent parfois sur des puissances de 20 MW, ce qui devient intéressant pour les communes compte tenu des taxes, mais il n'y a pas de réseaux -propriété de ces communes- suffisants à proximité pour évacuer de telles puissances vers les lieux d'utilisation qui sont éloignés.

M. Bruno Sido, président – Dans mon département, pourtant, on parle d'implanter de l'éolien là où il y a de la haute tension et non un réseau de distribution de 20 000 volts. Je vous accorde que ces derniers ne sont pas faits pour cela.

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – Les producteurs et les investisseurs recherchent une implantation à proximité d'un poste permettant de passer de 20 000 à 63 000 volts.

M. Bruno Sido, président – Personne n'a parlé de brancher cela sur du 20 000 volts.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Nous sommes encore dans le cadre de l'ancienne réglementation.

M. Gérard Vincent, président de l'Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG) – En général, sur l'ensemble des réseaux, les protections sont faites en cascade descendante : dès l'instant où des énergies sont ramenées et remontent dans l'autre sens, cela pose des problèmes techniques pouvant, si tout n'est pas bien calculé, déclencher des incidents inopinés.

M. Jackie Pierre – S'agissant des éoliennes, qu'entendez-vous par le maintien de la solidarisation des productions ? Faut-il associer une centrale thermique aux éoliennes et l'imputer aux constructeurs d'éoliennes ?

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – C'est un problème technique : lorsque la sécurité d'approvisionnement est menacée, il y a une baisse de fréquence et, les machines déconnectant à un certain niveau de fréquence, les éoliennes se désolidarisent du réseau.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Estimez-vous que l'éolien devrait obligatoirement être jumelé à une autre source d'énergie pour assurer la production en cas de défaillance ?

M. Jackie Pierre – Je considère que, dans la mesure où il y a un contrat avec un prix d'achat, le producteur éolien doit assurer une permanence par un biais ou par un autre. Sinon, comment pouvez-vous gérer les réseaux ?

M. Gérard Lefranc, vice-président de la FNSICAE – Vous rejoignez-là l'idée que nous avons évoquée d'assortir les obligations d'achat de conditions de mission de service public.

M. Bruno Sido, président – On nous a expliqué qu'en France, l'éolien produit tout le temps puisque, quand il n'y a pas de vent dans le nord, il y en a dans le sud.

M. Marcel Deneux, rapporteur – La production nationale est moins inconstante...

M. Bruno Sido, président – ...que ce qu'on veut bien dire. Je vous remercie, Messieurs, pour votre intervention très intéressante.

INTERMÉDIAIRES ET FOURNISSEURS

Association nationale des opérateurs détaillants en électricité (ANODE)
22 février

M. Fabien Choné, président

M. Bruno Sido, président – Chers collègues, nous effectuerons trois auditions ce matin, en commençant par Fabien Choné, président de l'ANODE, l'Association nationale des opérateurs détaillants en électricité.

Merci, M. Choné, d'avoir répondu à notre invitation. Cette mission commune d'information pour l'approvisionnement de l'électricité en France a été instituée suite aux interrogations suscitées par la grande panne électrique du mois de novembre 2006. Les producteurs et les transporteurs d'électricité nous ont fait part de leurs points de vue sur la manière d'assurer la sécurité de l'approvisionnement de l'électricité en France. Nous devons maintenant écouter les producteurs indépendants, les détaillants... Quelle est votre action dans ce secteur stratégique pour la France ?

M. Fabien Choné, président de l'Association nationale des opérateurs détaillants en électricité (ANODE) – Merci, M. le président, pour cette invitation. Je commencerai par présenter rapidement l'association que je préside. J'aborderai ensuite la question de la sécurité d'approvisionnement électrique en France, qui comporte de multiples dimensions. Je m'intéresserai plus aux questions de dimensionnement du parc de production qu'aux questions de réseaux.

Je débiterai ma présentation en constatant un dysfonctionnement dans l'organisation du marché électrique, qui a des conséquences sur la rémunération des producteurs, et donc sur les signaux d'investissement. Or, notre association de détaillants tient particulièrement à ce que le marché amont de la production fonctionne correctement. Je montrerai alors que ce dysfonctionnement nuit à la sécurité d'approvisionnement et que les réflexions actuelles sur ce sujet sont insuffisantes. J'en conclurai qu'il est nécessaire en France de rémunérer la capacité de production en complément des rémunérations obtenues sur les marchés d'échange de l'énergie produite.

M. Bruno Sido, président – Pourriez-vous commencer par présenter brièvement l'activité des opérateurs détaillants en électricité : qui êtes-vous ? Quel rôle joue l'ANODE dans la problématique qui nous concerne ?

M. Fabien Choné – C'est en effet l'objet de mon premier point. Notre association réunit aujourd'hui quatre membres : Centrica, HEW, Direct énergie et Powéo. Il s'agit pour nous de fédérer les opérateurs détaillants en électricité, c'est-à-dire les fournisseurs, qu'ils soient ou non producteurs,

sachant que, en France comme ailleurs, tous les opérateurs qui ne sont pas encore producteurs étudient l'opportunité de le devenir.

Car il nous paraît en effet important de traiter l'activité de fournisseur d'énergie indépendamment de l'activité de producteur. L'électricité peut-elle être vendue sans être produite, comme tout autre bien ? Nous pensons, contre les apparences actuelles, que dans un marché correctement organisé, cela doit être possible. Un fournisseur indépendant, qui ne produit pas l'électricité qu'il vend, doit pouvoir se développer, c'est-à-dire acheter de l'électricité en gros pour la revendre au détail, de façon rentable. Mais compte tenu de la volatilité des marchés de gros, due aux aléas de court terme sur l'équilibre production/consommation, il limiterait ses risques en s'intégrant en amont, ce qui est stratégiquement souhaitable. C'est pourquoi la plupart des opérateurs, notamment ceux qui sont membres de l'ANODE, ont la volonté de se développer en amont, non pas pour devenir rentables -une organisation correcte du marché devrait faire en sorte qu'ils le soient en moyenne-, mais pour limiter leurs risques : Powéo l'a fait en France ; Direct énergie y travaille. Cependant, pour être efficace, une intégration amont-aval doit notamment correspondre aux besoins de structure, ce qui rend nécessaire de prendre en compte la place prépondérante du nucléaire en France.

Notre association cherche à promouvoir en France une organisation du marché permettant aux consommateurs de bénéficier à la fois de la politique européenne en faveur de la concurrence et des avantages spécifiques de la politique énergétique française, notamment grâce à la filière électronucléaire. L'ouverture à la concurrence du secteur menace en effet ces avantages : nous estimons que ce n'est pas légitime. Les Français pourront bénéficier complètement de cette libéralisation à condition que le nucléaire soit traité spécifiquement. Je ne développerai pas ce point ici : nous pourrions y revenir si vous le souhaitez.

La sécurité d'approvisionnement en électricité, qui nous procure un certain nombre d'inquiétudes, peut être appréhendée de trois manières différentes. Il peut d'abord s'agir de la sûreté du système électrique interconnecté : il faut assurer, dans les réseaux, la qualité, dont la continuité, du transit vers les consommateurs de l'énergie produite par le parc de production. En cas de problème de réseau, les consommateurs peuvent subir des ruptures d'alimentation : c'est ce qui s'est passé le 4 novembre 2006. Il peut également s'agir de bien dimensionner le parc de production : d'une part en s'assurant que sa capacité totale permettra d'alimenter les consommateurs français lors des pointes de consommation ; d'autre part, en structurant ce parc, en base et en pointe, conformément aux besoins des Français. La sécurité d'approvisionnement est ainsi liée à la question du prix : si la structure du parc de production n'est pas bonne, les prix seront plus élevés. Or, les moyens de préserver la sécurité d'approvisionnement doivent inclure des prix sûrs, stables et les plus faibles possibles. Enfin, la sécurité de l'approvisionnement en ressources combustibles doit être assurée pour le parc de production : la

question s'est posée l'année dernière pour le gaz, voire le pétrole, mais elle peut également se poser en France pour l'uranium.

Les premier et troisième aspects de la problématique ont été évoqués à plusieurs reprises dans les comptes rendus de vos premières auditions : je développerai donc surtout le deuxième aspect, qui est plus méconnu alors qu'il pose des problèmes dans l'organisation du système électrique d'autant plus graves qu'il est complexe et méconnu, puisqu'il est entièrement spécifique à l'électricité.

Cette commodité présente en effet la particularité de ne pas être stockable. Or, les stocks de produits finis permettent généralement d'assurer la sécurité d'approvisionnement : la continuité de l'alimentation en pétrole et en gaz, par exemple, est assurée par de tels stocks stratégiques. Puisque l'électricité ne peut pas être stockée, ce sont les capacités de production de ce produit fini qui doivent l'être : certaines ne servent quasiment jamais en temps normal, mais seulement en cas de situation exceptionnellement tendue. C'est ce qu'on appelle des « surcapacités », notion qui revêt malheureusement trop souvent une tonalité péjorative. L'existence d'une surcapacité est pourtant un élément concourant à la sécurité d'approvisionnement. La difficulté est d'organiser le marché pour que les signaux d'investissement incitent à faire correspondre le niveau de surcapacité au niveau de sécurité d'approvisionnement que l'on souhaite : il faut alors le financer en conséquence.

Or aujourd'hui, les marchés d'échange ne rémunèrent que l'énergie -le mégawattheure (MW) produit- et non les capacités, c'est-à-dire quasiment jamais les centrales qui ne servent qu'en cas de problème. Tel est, à l'heure actuelle, le dysfonctionnement majeur du marché de la production d'électricité. Devenues non rentables, ces centrales finissent ainsi par disparaître et, avec l'augmentation de la consommation, la sécurité d'approvisionnement s'affaiblit.

La théorie démontre que la capacité de production doit être rémunérée à hauteur d'environ 20 % du budget global d'un parc de production idéal. Par conséquent, lorsqu'un marché en monopole s'ouvre à la concurrence sans rémunération de la capacité, le prix de l'électricité sur les marchés d'échange d'énergie passe logiquement à 80 % du prix initial, car ce dernier couvrait l'ensemble des coûts : c'est ce qui s'est passé en France en 1999. Même si le niveau de surcapacité était jugé considérable, il permettait en fait d'assurer un haut niveau de sécurité de l'approvisionnement. Les consommateurs qui ont fait jouer la concurrence n'ont payé, en 1999, que 80 % du montant de leurs précédentes factures, et tout le monde y a vu la preuve du bon fonctionnement du marché. En réalité, ce constat démontrait le contraire ! Des tensions sont d'ailleurs apparues ensuite, de sorte que les consommateurs ont perdu ces 20 %. Aujourd'hui, le prix de l'électricité est bien supérieur à celui de 1999. Il en résulte actuellement de sérieuses difficultés économiques pour nos industriels et des risques de production à court terme regrettables pour nos concitoyens.

Ce point commence à faire l'objet d'une réflexion : la Commission européenne, dans le cadre de son enquête sectorielle, nous a envoyé un questionnaire demandant comment, dans un marché où seul le kilowattheure est rémunéré convenablement -au coût marginal de fonctionnement- sont rémunérés les coûts fixes. En effet, sans rémunération de la capacité, il n'existe ni rémunération suffisante des coûts fixes ni, par conséquent, de signaux d'investissement. Aucun signal d'investissement dans les moyens de production assurant l'alimentation de pointe n'existe aujourd'hui dans l'organisation du marché français de l'électricité. Depuis 1999, aucun investissement n'a ainsi été effectué et aucun des projets annoncés ne concerne la pointe.

Avec l'augmentation de la consommation, des tensions apparaissent entre l'offre et la demande à la pointe. Elles provoquent des problèmes de sécurité d'approvisionnement qui font augmenter considérablement les prix « spot » lors des pointes, donc les prix « forward » qui anticipent ces prix « spot ». Ces pointes de prix ont l'avantage de compenser une partie des 20 % de rémunération nécessaires aux capacités, ce qui permet d'envoyer des signaux d'investissement, mais seulement dans les moyens de production de base et jamais dans les moyens de production de pointe, en raison du caractère très aléatoire de ces pointes de prix. Investir dans les moyens de pointe conduirait à annuler ce signal de prix, donc à perdre toute rentabilité de l'investissement. Les pointes de prix observées sur les marchés spot ne sont donc pas de bons signaux d'investissement dans les moyens de pointe, ni même dans les moyens de base car elles ne correspondent pas à la structure des besoins réels. Le bilan prévisionnel de Réseau de Transport d'Electricité (RTE) fait ainsi état de besoins essentiellement en semi-base et surtout en pointe à l'horizon 2010. Or, les seuls investissements envisagés aujourd'hui sont des investissements en base. Ce n'est pas raisonnable. Même si nous parvenions ainsi à répondre aux besoins en volume, ce qui n'est pas certain, la structure des besoins ne serait pas satisfaite et l'électricité serait donc plus chère pour la collectivité du fait de la désoptimisation du parc. De plus, si les producteurs sont prudents, ils limiteront leurs investissements pour conserver de toute façon 20 % de surtension des prix, nuisant ainsi significativement à la sécurité d'approvisionnement également.

Cette absence de rémunération de la capacité entraîne finalement une hausse globale des prix, puisque le parc de production français est désoptimisé, mais aussi et surtout des risques importants pour la sécurité de l'approvisionnement en raison tant du maintien de la tension résiduelle d'au moins 20 % sur les prix que de l'instabilité très forte induites par les tensions et les réinvestissements qui se succèdent cycliquement en produisant des risques de défaillance lors des creux.

Le ministre de l'industrie en a déjà tenu compte dans le cadre de la négociation du contrat de service public entre l'Etat et Electricité de France (EDF). Il a d'ailleurs déclaré devant la commission des finances de l'Assemblée nationale qu'il existait, je cite, « un véritable problème

d'investissement en France. On a donc demandé à EDF d'investir 30 milliards d'euros au cours des trois prochaines années ». Le ministre a ensuite expliqué que ce n'était pas le « choix spontané des dirigeants de l'entreprise » : en effet, les investissements dans les moyens de pointe sont nécessaires mais non rentables. Le ministre a également expliqué qu'il fallait recréer des surcapacités, synonymes de sécurité d'approvisionnement, afin de pouvoir « jouer sur les prix ». Nous sommes d'accord avec le ministre pour dire qu'il faut investir et que les surcapacités sont nécessaires et font baisser les prix, mais, dans la solution qu'il a retenue, le seul opérateur qui investit est déjà ultra dominant, et il investit à perte puisqu'il recrée un manque à gagner de 20 %, ce qui n'est évidemment pas souhaitable dans l'organisation d'un marché.

Et nous pensons donc que les réflexions en cours sur la programmation prévisionnelle des investissements (PPI), sur les interconnexions, sur les enquêtes de concurrence, sur la séparation patrimoniale des réseaux ou encore sur la directive CO₂ sont toutes nécessaires, mais qu'aucune ne répond efficacement à cette problématique. La PPI répond à la question du manque d'investissements, ce qui est évidemment nécessaire mais ne traite pas le mal à son origine, à savoir le manque de signaux d'investissement. De même, la négociation du ministre avec EDF dans le cadre du contrat de service public a provoqué des investissements naturellement indispensables. Cependant, ce faisant, on ne traite pas la faiblesse des signaux d'investissement : le symptôme est traité, mais pas la cause. Cette thérapie est curative et non préventive : elle est nécessaire, mais pas suffisante. Le développement des interconnexions fait lui aussi l'objet de nombreuses discussions, qui concernent l'exploitation du parc de production au niveau européen : plus les interconnexions sont nombreuses, plus la gestion du parc européen est optimisée. Pour autant, le problème de la qualité de la structuration du parc de production européen ou français n'est pas résolu. Les enquêtes sur la concurrence dans le secteur de l'électricité posent souvent la question de la rétention de capacités : les opérateurs de production font-ils une telle rétention, qui tend à faire monter les prix ? Ces enquêtes ne posent pas suffisamment la question des manques de signaux d'investissement qui entraînent des « rétentions d'investissements ». Or, compte tenu de l'augmentation de la consommation, le résultat néfaste sur la sécurité d'approvisionnement est le même. Mais si la rétention de capacités est répréhensible en droit de la concurrence, la « rétention d'investissements » ne l'est pas : un opérateur ne peut être contraint à investir si cet effort n'est pas rentable. Par ailleurs, de nombreuses questions portent aujourd'hui sur la séparation patrimoniale entre les secteurs régulés et non régulés. On élimine ainsi les risques de discrimination entre les réseaux et les opérateurs en concurrence, mais cela ne modifie en rien le problème précédemment évoqué du déséquilibre global du marché entre l'offre et la demande. Enfin, les réflexions sur l'évolution de la directive sur les émissions de dioxyde de carbone (CO₂), quant à elles, créent une incertitude sur les prix qui aggrave le

problème du manque de signaux d'investissement. Toutes ces réflexions sont certes nécessaires mais, selon nous, elles sont insuffisantes.

C'est pourquoi l'ANODE soutient la démarche de Direct énergie, dont je suis directeur général délégué, qui propose depuis plus de deux ans aux services de la direction de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME), de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), de la Commission européenne, du Parlement européen et aux différents acteurs, la mise en place d'une « prime de capacité » visant à rémunérer la capacité de production. Une telle prime existe en Espagne et a existé en Grande-Bretagne. Un marché de capacité existe également aux Etats-Unis. Ce problème est donc bien connu des experts. Malheureusement, il n'a pas été suffisamment anticipé dans l'organisation du marché français, qui est encore récente. Nous proposons la mise en œuvre rapide de ces primes de capacité, qui permettront de stabiliser l'organisation du marché de gros et d'envoyer enfin les bons signaux de prix pour les investissements en production.

Cette réforme du marché serait certes importante et pourrait nécessiter des aménagements législatifs à la marge, notamment en ce qui concerne l'article 74 de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 (loi POPE), qui cherchait à revaloriser l'effacement des consommateurs, mis à mal par l'organisation du marché. C'est rigoureusement la même question : à la pointe, valoriser l'effacement d'un consommateur revient exactement à rémunérer un producteur. Aujourd'hui, en s'effaçant, le consommateur permet de réduire les risques de défaillance, donc de réduire l'énergie non distribuée qui, par définition, ne s'échange pas sur les marchés : c'est pourquoi l'effacement ne trouve pas une juste valorisation sur le marché. La question des signaux d'investissement à la pointe est donc la même que celle de la rémunération des effacements des consommateurs, gros comme petits, qui fait l'objet de l'article 74 de la loi POPE : nous devons nous en préoccuper.

EDF, qui s'est longtemps abstenue d'évoquer cette question, s'est exprimée le 16 février 2005, à Bruxelles, en faveur d'un mécanisme de rémunération de la capacité, lors de l'audition de la direction générale de la concurrence dans le cadre de l'enquête sectorielle. Le contenu du contrat de service public, notamment, permet de comprendre cette prise de position. Presque tous les experts reconnaissent aujourd'hui qu'il est nécessaire de rémunérer la capacité d'une manière ou d'une autre.

La dernière PPI, publiée le 9 juin 2005, conclut également à la nécessité de viser un niveau de sécurité d'approvisionnement déterminé pour fixer le niveau du financement de la surcapacité. Une décision publique doit promouvoir un compromis entre coût et qualité, qui doit ensuite faire l'objet d'un paramétrage dans l'organisation du marché, c'est-à-dire dans le niveau de la prime de capacité. Aujourd'hui, aucun paramétrage économique n'existe dans l'organisation du marché de l'électricité pour permettre d'atteindre le niveau de sécurité d'approvisionnement voulu par les pouvoirs publics.

En conclusion, l'ANODE estime qu'il est grand temps, comme le souligne la PPI, « de se demander si le financement des moyens de pointe par les mécanismes actuels de marché, au risque que le parc de production soit déficitaire, est acceptable ». Il est essentiel, pour les opérateurs détaillants que nous sommes, que le marché s'organise correctement en amont : nous en subissons les conséquences en aval. En effet, les opérateurs non producteurs sont trop souvent désignés responsables des insuffisances de la production puisqu'ils vendent mais ne produisent pas.

M. Bruno Sido, président – Merci pour cet exposé liminaire. Pourriez-vous nous indiquer ce qu'ont apporté les vendeurs d'électricité non producteurs, à part une concrétisation de la libéralisation du marché ? Quelles solutions l'ANODE apporte-t-elle aux problèmes de l'électricité de pointe dont vous nous avez parlés ?

M. Fabien Choné – Les marchés de la production et de la fourniture sont en effet en concurrence. Tous deux ont été libéralisés : le marché de la production en totalité dès 1999 ; celui de la fourniture de manière progressive, sa libéralisation totale étant prévue pour juillet 2007.

Le fournisseur est l'opérateur en relation avec le client. L'un des enjeux principaux de l'énergie dans les années à venir est la sensibilisation du consommateur à l'égard de la dimension environnementale de la consommation énergétique. Les consommateurs, qui n'avaient pas de question à se poser dans le cadre du monopole, doivent aujourd'hui entrer dans une relation client-fournisseur bien plus étroite, permettant aux fournisseurs d'envoyer les bons signaux, les bonnes incitations. Le principe des certificats blancs, qui adresse spécifiquement les fournisseurs comme obligés, est d'ailleurs caractéristique de ce point de vue. La concurrence est le meilleur moyen de créer l'émulation nécessaire entre les fournisseurs pour sensibiliser les consommateurs afin que leur consommation électrique diminue, ce qui est peut-être le principal enjeu de l'avenir énergétique de la France.

Dans le domaine de la production, les enjeux de sécurité d'approvisionnement et de mix énergétique avaient déjà été très correctement traités par l'organisation en monopole : nous ne pouvons pas attendre en France de progression majeure dans ce domaine. La productivité peut augmenter grâce à la concurrence, mais probablement pas de manière fondamentale dans ce domaine. C'est donc vraiment dans celui de la fourniture que la France a le plus à attendre de la libéralisation. Toutefois, il ne faut pas oublier que le marché de la fourniture est en aval de celui de la production : si ce dernier ne fonctionne pas, le premier ne pourra pas fonctionner, et le consommateur verra alors l'ensemble comme un échec total. Aujourd'hui, nous regrettons que cet échec naissant ne soit imputé qu'aux nouveaux entrants, alors qu'il faudrait remettre en cause l'organisation imparfaite du marché de la production.

En tant que nouveaux entrants sur le marché de la fourniture, nous sommes prêts à investir dans le marché de la production -certains de nos membres ont d'ailleurs déjà commencé à le faire-, mais la faiblesse des signaux d'investissement existants, leur mauvaise qualité et surtout leur instabilité dans le temps nous font actuellement renoncer à investir dans des moyens de production, notamment de pointe.

M. Michel Esneu – Si, comme vous le montrez, il faut rémunérer la capacité, une augmentation progressive des prix pour le consommateur est à prévoir.

M. Fabien Choné – Les consommateurs doivent rémunérer la capacité car leur sécurité d'approvisionnement a un coût. Il est paradoxal que ce soit des fournisseurs non producteurs qui le proposent ! Nous, fournisseurs, demandons donc à payer plus les producteurs ! Si, en effet, nous souhaitons payer les 20 % supplémentaires destinés à la rémunération de la capacité, c'est parce que cela s'accompagnera d'une stabilisation du reste, la rémunération de l'énergie à 80 %. Nous demandons seulement que l'organisation du système soit légitime et stable afin que le prix de l'électricité le soit également, qu'il présente ainsi moins de risques et soit surtout plus cohérent avec les coûts de production. Si nous ne rémunérons pas ces 20 %, les 80 % restants deviendront bientôt 140 %. Les incitations à investir montrent en effet que, moins les producteurs investissent, plus ils gagnent de l'argent car s'ils investissent, leur investissement n'est pas rentable. Lorsque le ministre a demandé à EDF d'investir, il a rapporté que ce n'était pas la décision spontanée des dirigeants de l'entreprise. Nous demandons à payer plus pour payer de manière plus stable et moins élevée à terme. C'est l'intérêt du consommateur et de la Nation.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Je voudrais féliciter M. Choné pour sa très bonne démonstration de théorie économique. Mais êtes-vous réellement utiles au marché ? Que pensez-vous du conflit apparent entre les transporteurs et les fournisseurs, à propos duquel nous sommes actuellement opposés à Bruxelles ?

M. Fabien Choné – J'ai participé à de nombreuses conférences, au cours desquelles on m'interroge sur l'utilité de la concurrence pour la fourniture électrique. J'illustre en général ma réponse en demandant aux personnes présentes si elles connaissent leur puissance ou même l'option qu'elles souscrivent en tant que consommateurs.

M. Jackie Pierre – Je souscris une puissance de 18 kW...

M. Fabien Choné – Vous faites partie de l'infime minorité qui peut répondre à cette question. Si les Français connaissent généralement leur forfait de téléphonie ou la puissance de leur voiture, très peu connaissent celle qu'ils souscrivent en électricité. Statistiquement, ils se sont totalement désintéressés de leur consommation d'électricité : puisqu'ils n'avaient pas le choix de son prix et du fournisseur, ils ne se posaient pas la question. Ils estiment souvent qu'elle est très chère et que son prix augmente alors que ce n'est pas du tout le

cas en euro constant. L'émulation entre les fournisseurs permettra donc de sensibiliser les consommateurs à ce qu'ils consomment en électricité.

De plus, on dit souvent qu'il n'existe pas d'innovation dans le domaine de l'électricité, comme on a pu en voir se développer dans les télécommunications. Cette affirmation n'est pas vraie non plus. Des innovations sont envisageables, notamment en matière de comptage : les compteurs électromécaniques, à roues, qui ne mesurent l'électricité que lorsqu'on les relève, ont été conçus il y a cinquante ans et donnent très peu d'informations. Il faut les faire évoluer et créer tous les services qui pourront se développer autour. La libéralisation dans le domaine de la fourniture peut donc apporter des innovations bénéfiques aux consommateurs. Dans le domaine de la production, en revanche, la question se pose réellement : la libéralisation de la production ne risque-t-elle pas d'apporter plus de problèmes que de points positifs ? C'est pourquoi il est impératif de traiter ces questions d'organisation du marché.

Votre deuxième question, qui porte sur la séparation patrimoniale des réseaux, est très importante aujourd'hui. Plusieurs solutions sont possibles et nous n'avons pas d'avis tranché sur la question. La proposition de la Commission européenne s'appuie sur le constat de dysfonctionnements dans d'autres pays européens que la France. Nous pouvons alors nous demander si nous devons l'imposer à tous les pays. Cela dépend des relations que la France entretient avec ses partenaires européens. Cette séparation patrimoniale des réseaux est peut-être absolument nécessaire dans d'autres pays. Mais il est par ailleurs vrai que le réseau de transport français fonctionne plutôt bien actuellement : personne n'a remis en cause l'indépendance de RTE durant les cinq ans de son existence. Le passé nous conduit néanmoins à poser des questions pour l'avenir. Comment garantir, autrement que par la séparation patrimoniale, que les réseaux de transport et de distribution seront toujours gérés de manière indépendante ? Les ressources correspondantes sont régulées, donc très stables, et elles apportent un avantage financier aux opérateurs qui les détiennent. Un niveau de sécurité d'approvisionnement doit être également visé dans le domaine des réseaux, mais il doit être déterminé à un niveau global et non par le seul opérateur propriétaire. Les investissements nécessaires pour développer le réseau afin qu'il atteigne ce niveau doivent être garantis. Cela peut passer par la séparation patrimoniale, mais également par d'autres formes d'organisation. A cet égard, nous sommes en revanche inquiets de l'autre alternative proposée : le système de l'opérateur de réseaux complètement indépendant qu'on appelle aussi full-ISO ou ISO-plus, et qui consiste à séparer la propriété de l'exploitation et de la maintenance des réseaux. Cela revient à mettre les réseaux en location : or, un appartement en location est beaucoup moins bien exploité et entretenu qu'un appartement habité par son propriétaire. Nous sommes d'autant plus inquiets que les conclusions de l'enquête sur le black-out italien de 2003 ont mis en cause cette organisation par l'ISO des relations entre le propriétaire et l'exploitant. En

résumé, nous ne sommes ni pour ni contre la première part de l'alternative, mais nous sommes opposés à la seconde.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Si je comprends bien, vous êtes en faveur d'une économie libérale avec des garanties.

M. Fabien Choné – Absolument. La libéralisation, ou dérégulation, n'implique pas l'absence de toute régulation : elle implique au contraire beaucoup de re-régulation.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Comment utilisez-vous les marchés spots dans le cadre de votre métier ?

M. Fabien Choné – Nous les utilisons précisément pour ajuster nos besoins liés à nos portefeuilles de consommateurs, en fonction notamment de la température. Aujourd'hui, il fait chaud : nous sommes donc logiquement vendeurs à des prix très bas sur les marchés spot. Nous revendons ainsi sur ces marchés la « couverture » que nous avons achetée sur des marchés forward, qui sont des marchés à terme. Mais cela a pour nous un coût. Nous envoyons ainsi une sorte de signal en matière de production. Ce signal n'est toutefois ni suffisant, ni assez bien structuré pour stabiliser les prix de marchés spots et donc le prix de l'énergie vendue au consommateur. S'il faisait très froid en ce moment, les prix seraient très élevés et nous achèterions peut-être plus que notre couverture habituelle. Pour autant, un producteur qui investirait annulerait le prix élevé : il ne le ferait donc pas, pour cause de non-rentabilité. Nous utilisons donc les marchés, tels qu'ils existent aujourd'hui, car nous n'avons pas le choix. Nous souhaitons néanmoins que ces marchés soient réorganisés de manière à ce que le marché de la production reçoive de bons signaux et soit distinct du marché de la fourniture. Il faut pouvoir s'établir comme producteur indépendant non fournisseur ou comme fournisseur indépendant non producteur, comme dans tous les autres secteurs d'activité. Ceci n'excluant absolument pas qu'une vraie stratégie d'intégration en amont puisse être recherché, également comme dans tous les autres secteurs, notamment pour limiter les risques.

M. Marcel Deneux, rapporteur – La vraie spécificité de votre secteur est que les marchandises ne peuvent y être stockées.

M. Fabien Choné – Absolument.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Votre marché est donc virtuel et difficile à imaginer.

M. Fabien Choné – S'il n'y existe pas de stockage des marchandises, il y existe un stockage des capacités de production. Par exemple, la centrale EDF de Porcheville, en Normandie, n'a presque pas fonctionné pendant les dix ou vingt dernières années : pour autant, elle ne servait pas à rien puisqu'elle permettait notamment de sécuriser l'approvisionnement des Parisiens en cas de pointe de consommation ou d'indisponibilité du parc de production. Dans l'organisation actuelle du marché, cette centrale ne serait pas rémunérée : ce n'est pas concevable. Elle est aujourd'hui remise en service uniquement parce

que les pouvoirs publics ont obligé EDF à le faire dans le cadre du contrat de secteur public, pour assurer la sécurité d'approvisionnement. C'est certainement une nécessité, mais cela ne se fait pas dans des conditions économiques souhaitables. Il reviendrait plutôt à EDF de souligner cela. Toutefois, j'insiste car ceux qui vendent de l'énergie sans en produire seront désignés responsables en cas de pénurie, et nous ne le souhaitons pas.

M. Jean-Paul Amoudry – Je souhaiterais que vous reveniez sur le terme de « capacité » : s'agit-il de signaux que vous attendez des pouvoirs publics, de possibilités d'investir dans le nucléaire ou l'hydroélectricité, ou encore de garanties d'approvisionnement par d'autres producteurs, ce qui supposerait que vous ne soyez pas et ne vous revendiquiez pas d'être producteurs ? La « capacité » serait alors pour vous la garantie d'obtenir à un instant « T » une certaine quantité d'énergie ? Vous dites par ailleurs que vous avez fait des propositions à la CRE dans ce sens : que pense-t-elle de cette organisation du marché que vous appelez de vos vœux ? Enfin, comment, à la veille d'une augmentation prévisible des prix avec la libéralisation complète, garantir à nos concitoyens un prix plus avantageux, alors même que les prix sont très différents à la source, par exemple entre l'éolien et le nucléaire, et qu'ils intègrent toutes sortes de taxes et de redevances locales ? Comment cette économie générale peut-elle se construire ?

M. Fabien Choné – Nous ne demandons pas de garanties, ni en termes de prix, ni en termes de volumes : nous demandons simplement que l'organisation du marché évolue pour que des signaux économiques incitent les acteurs à présenter sur le marché des offres correspondant à un niveau de sécurité d'approvisionnement donné et à la structure des moyens de production dont nous avons besoin. Lorsque ces signaux existeront, les investissements correspondants devraient être effectués. Le passage des uns aux autres n'est toutefois pas automatique et garanti : la PPI reste donc nécessaire, comme garde-fou. Elle traite aujourd'hui du nombre des investissements. Si les signaux existent, nos membres -Direct énergie notamment- seront incités à investir également dans des moyens de production qui assureront la sécurité d'approvisionnement de la France comme de nos portefeuilles de clients, ce qui est parfaitement normal pour des entreprises comme les nôtres.

La CRE est évidemment très intéressée par la question. J'ai cité l'article 74 de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005, qui affirme que les fournisseurs doivent pouvoir proposer aux consommateurs des offres valorisant les effacements au moment des pointes de consommation nationale et que les tarifs d'accès au réseau doivent être ajustés en conséquence. C'est aujourd'hui possible. Les signaux économiques pour la production et l'effacement peuvent être parfaitement symétriques : la plupart des consommateurs industriels en effacement jour de pointe (EJP) ont en fait investi dans la production de pointe en aval de leurs compteurs. La DIDEME a également conscience de ces problèmes : elle l'a écrit dans la PPI. Tout le monde semble d'accord pour dire

que le marché doit évoluer dans ce sens, mais que cela prendra du temps. Cependant, la question est de savoir si la valorisation de l'effacement doit être assurée par le tarif d'accès au réseau ou autrement, par exemple par le mécanisme de responsables d'équilibres. Ce n'est certes pas antinomique aujourd'hui puisque ce mécanisme est géré par RTE. Tout a en effet une dimension « réseaux » dans le domaine de l'électricité : en cas de problème, la sûreté du système est toujours mise en cause.

Votre dernière question est peut-être la plus urgente aujourd'hui pour que les Français bénéficient à la fois de la libéralisation et des avantages spécifiques à la politique française. Notre association en a fait sa priorité. Vous l'avez peut-être lu l'année dernière en marge des débats parlementaires sur le projet de loi relatif au secteur de l'énergie : la grande spécificité de la France est sa politique très volontariste en faveur du nucléaire. Elle a été mise en œuvre depuis longtemps avec des volumes importants et la France la relance alors que tous les autres Etats membres européens sont en retard par rapport à elle, n'ayant pas pris la même décision. Nous croyons aux bénéfices de la construction européenne : mais comment obtenir un marché unique européen de l'électricité, avec un prix unique en Europe, sans politique énergétique unique européenne ?

Dans le cas de l'éolien, on a historiquement laissé aux Etats membres la possibilité de décider de son poids dans leur mix énergétique. Contrairement au nucléaire, l'éolien est une décision coûteuse économiquement, même s'il a d'autres intérêts environnementaux indéniables et qui ne sont pas nécessairement valorisés suffisamment. Or, le surcoût de l'éolien est hors marché : il est financé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) en France et par d'autres taxes à l'étranger. Il est ainsi également hors marché en Allemagne : les échanges d'énergie entre la France et l'Allemagne ne tiennent donc pas compte des différences de leurs politiques en matière d'énergie éolienne. Il est logique que ce qui fait l'objet de politiques différentes soit séparé du marché commun, qui reste ainsi unique.

Pourquoi, dès lors, ne pas traiter de même le nucléaire spécifiquement dans le marché commun ? Nous ne sommes d'accord avec aucun de nos voisins directs sur le nucléaire. La Commission européenne a brisé ce tabou en disant qu'elle était prête à accepter des mécanismes spécifiques liés aux politiques nucléaires de chaque pays. Le nucléaire doit faire l'objet d'un traitement spécifique : la production nucléaire n'est pas une activité économique comme les autres, d'une part parce qu'elle fait l'objet de politiques très différentes selon les partenaires européens, d'autre part parce que les « externalités » nucléaires -la sûreté du parc de production nucléaire et le stockage des déchets- ne sont absolument pas valorisées, ni même valorisables. Il est économiquement impossible d'internaliser le prix du stockage des déchets pendant plusieurs milliers d'années. Il faut donc considérer l'avantage économique du nucléaire, comme les surcoûts éoliens, de manière indépendante du marché.

Cela suppose de mettre en place des mécanismes permettant aux consommateurs de bénéficier à la fois de la concurrence entre fournisseurs, mais aussi de la filière électronucléaire française qui est exploitée par un seul producteur lié à un seul fournisseur. Nous avons fait des propositions en ce sens l'année dernière. Un certain nombre de ces principes ont été mis en œuvre dans le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), que vous connaissez, même si ce n'était pas notre proposition de mécanisme. La question devra être reposée rapidement car le TaRTAM n'est que transitoire. Cette difficulté remet en cause très significativement la libéralisation, mais aussi les principes mêmes de la concurrence, dans le domaine de l'électricité. Finalement, elle remet en cause l'idée même de construction européenne dans l'opinion publique, ce qui est vraiment dommage.

M. Bruno Sido, président – Avez-vous des difficultés avec les producteurs principaux d'électricité et en particulier EDF pour accéder aux réseaux de transport et de distribution d'électricité en France ? L'existence de fournisseurs non producteurs ne complique-t-elle pas la gestion de l'équilibre offre-demande et ne fragilise-t-elle pas finalement la sécurité d'approvisionnement ?

M. Fabien Choné – Nous n'avons aucune difficulté à accéder au réseau de transport. D'après ce que je lis sur l'étranger, nous ne pouvons que nous réjouir d'avoir en France un opérateur du réseau de transport parfaitement indépendant : tout le monde l'a répété. Le gestionnaire du réseau de distribution est en cours de filialisation. Il a fait des efforts considérables pour se préparer aux échéances d'ouverture du marché. Des difficultés techniques existent nécessairement : on le lit dans la presse à propos des systèmes d'information. Néanmoins, nous pensons qu'il existe une réelle volonté pour les traiter de manière non discriminatoire. Et donc, même s'il faudra rester vigilant dans l'avenir, nous pensons que ce n'est vraiment pas aujourd'hui le problème principal de l'organisation du marché et de la libéralisation, telle qu'elle est prévue notamment au 1^{er} juillet 2007.

La multiplication des producteurs et des fournisseurs nuit-elle à la sécurité de l'approvisionnement ? La sécurité d'approvisionnement est une question physique. Or nous avons une activité contractuelle : nous achetons de l'énergie sur les marchés pour la revendre à des clients et n'avons donc pas d'activité physique ; nous n'injectons pas ni ne soutirons à proprement parler de l'électricité sur le réseau. Les opérateurs raccordés physiquement au réseau sont les producteurs et les consommateurs. Si l'organisation globale du marché est correcte, c'est-à-dire si elle donne les bons signaux aux acteurs, il n'y a absolument aucun risque lié à la multiplication des fournisseurs. La question qu'il faut se poser est donc : la multiplication des opérateurs de production peut-elle nuire à la sécurité d'approvisionnement ? Aujourd'hui, compte tenu du constat de dysfonctionnement que j'ai dressé, la réponse est : oui. En situation de monopole de production, un seul opérateur était responsable de la sécurité d'approvisionnement et le niveau de cette sécurité était garanti. Les

tarifs variaient en tenant compte de la rémunération de tous les moyens de production : ainsi, la centrale de Porcheville était autrefois rémunérée dans le cadre des tarifs. Ce n'est plus manifestement le cas aujourd'hui dans le marché de gros. La multiplication du nombre de producteurs pourrait donc être considérée comme nuisible à la sécurité d'approvisionnement, mais le problème vient en fait de la mauvaise organisation économique d'un marché à plusieurs producteurs et pas de leur nombre, celui des fournisseurs étant de toute façon indifférent sur cette question.

Nous avons fait des propositions pour l'organisation du marché de la production. Des systèmes ont été mis en place dans d'autres pays mais ils font encore l'objet de débats d'experts. Quoi qu'il en soit, si nous devons remettre en cause la libéralisation, il faudrait commencer par la production plutôt que par la fourniture. Les actions du fournisseur sont totalement bénéfiques au consommateur : le fournisseur recherche les gains de productivité et les innovations, et il propose au consommateur des produits, des tarifs et des services nouveaux.

M. Bruno Sido, président – L'électricité n'est pas le seul produit impossible à stocker : les produits alimentaires frais ou les fleurs, par exemple, posent les mêmes difficultés et connaissent également des pointes, comme par exemple au moment de la Saint-Valentin.

M. Marcel Deneux, rapporteur – L'énergie ne se « voit » pas.

M. Bruno Sido, président – On en voit les effets.

M. Fabien Choné – L'argent est également de moins en moins palpable ni stockable.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Le marché de l'électricité est de même nature que les marchés boursiers.

M. Fabien Choné – Il a néanmoins de vraies spécificités.

M. Bruno Sido, président – Il ne faut pas non plus les exagérer.

M. Fabien Choné – Non, mais il faut les traiter. La peur n'éloigne pas le danger. La France a toujours été exemplaire en matière d'électricité. Nous avons répondu à des enjeux importants dans le passé, et nous sommes parfaitement capables de répondre à ces nouveaux enjeux. Nous devons simplement trouver la volonté politique de nous réunir pour décider d'une organisation et traiter les différents points les uns après les autres.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Combien d'entreprises font le même métier que le vôtre en Europe ?

M. Fabien Choné – C'est difficile à savoir car ce sont de petites entreprises à l'échelle de l'Europe. Elles ont été d'autant plus nombreuses que les marchés étaient correctement organisés dès le départ : c'était le cas en Grande-Bretagne, même si l'absence du nucléaire y a rendu les prix très dépendants de ceux du gaz, donc très fluctuants ces dernières années. Un fournisseur non producteur subit ainsi directement les fluctuations de prix, ce

qui peut le mettre en difficulté. Plus l'opérateur est petit, moins il a d'assise financière et plus il est vulnérable aux difficultés. C'est pourquoi des fournisseurs envisagent d'investir en moyens de production -d'où l'importance que les signaux d'investissement soient corrects- de manière à stabiliser leurs activités et à gérer le risque le plus efficacement possible. Chez Direct Energie, nous estimons qu'il est prioritaire en France d'investir dans le nucléaire, qui représente 80 % de la consommation électrique, donc 80 % de nos besoins, puisque le marché de détail français reflète l'avantage compétitif du nucléaire, ce qui est normal. Pour que notre gestion de risque soit correcte, notre approvisionnement et notre intégration amont doivent donc refléter cette politique énergétique. C'est pourquoi, souhaitant investir dans le renouvellement du parc de production nucléaire, Direct énergie a par exemple demandé à participer au consortium Exeltium : puisque EDF est aujourd'hui le responsable de la filière électronucléaire française, nous avons proposé d'y investir massivement aux côtés des industriels.

M. Bruno Sido, président – Suez va investir dans les centrales nucléaires.

M. Fabien Choné – Il l'envisage probablement, mais on lit le contraire dans la presse. Il faut poser la question à ses dirigeants, si vous les auditionnez. Le Premier ministre a dit l'année dernière qu'EDF resterait le seul responsable de la filière électronucléaire. Lorsque la possibilité d'investir dans le cadre du consortium s'est présentée, Direct Energie a demandé au ministre à pouvoir le faire. Malheureusement, il n'a pas été possible de participer dans le cadre de la première étape ; nous espérons encore pouvoir le faire dans une seconde phase éventuelle.

Le tarif réglementé a la particularité de refléter l'avantage compétitif du nucléaire : nous estimons que c'est légitime, les Français doivent bénéficier de cet avantage. Simplement, il ne doit pas être considéré comme un tarif protecteur, qui empêche l'ouverture du marché ; s'il est perçu comme un tarif de référence correspondant au parc de production français, il ne posera pas de problème, à condition bien sûr que les mécanismes que j'ai évoqués fassent en sorte qu'il soit « concurrentiel ». Nous proposons l'adaptation du mécanisme existant des enchères de capacité nucléaire d'EDF -les « virtual power plants » (VPP)-, pour qu'elles évoluent de manière à refléter non plus le prix du marché de gros de la « plaque » allemande, mais le prix du renouvellement du parc nucléaire français. Nous ne demandons pas à bénéficier d'un prix « coûtant » correspondant à la production de centrales amorties, ce ne serait pas raisonnable, mais à participer à l'effort de renouvellement du parc de production nucléaire et donc à bénéficier des avantages compétitifs associés. C'est là une demande constructive, dans le cadre d'une vision globale du marché qui inclut la fourniture et la production.

M. Marcel Deneux, rapporteur – L'ouverture complète du marché pour les collectivités locales en 2004 a-t-elle permis à votre entreprise d'accéder à de nouveaux clients comme les communes ou les départements ?

M. Fabien Choné – Absolument : par exemple, les deux villes les plus importantes que Direct Energie alimente sont désormais Caen et Versailles.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Est-ce une conséquence immédiate de l'ouverture de 2004 ?

M. Fabien Choné – Pas exactement : Direct Energie alimente Versailles depuis 2006. L'appel d'offres est un processus assez long. Direct Energie a également remporté l'appel d'offres de la ville de Caen en 2006, dont l'alimentation a commencé le 1^{er} janvier 2007. Ces collectivités ont eu le courage de faire appel à un nouvel entrant malgré l'existence des dysfonctionnements évoqués, leurs élus étant confiants dans la possibilité de les résoudre à terme.

Beaucoup d'actions satisfaisantes ont été conduites dans le passé ; nous devons continuer. La libéralisation ne signifie pas qu'il faut détruire les acquis du monopole, mais qu'il faut progresser et faire mieux encore.

J'ai finalement peu parlé de la panne de novembre dernier. Des problèmes d'harmonisation des règles de développement et de gestion des réseaux existent au niveau européen, mais il ne faut pas oublier que c'est une réussite pour les gestionnaires de réseau d'avoir évité un black-out. Le retour d'expérience en France suscite plus de satisfactions que de soucis. Des difficultés correspondantes en Italie ont abouti en 2003 à la coupure d'alimentation, non pas de 5 millions de personnes pendant 30 minutes, mais de 50 millions de personnes pendant 30 heures : il faut donc relativiser le problème. Car nous devons nécessairement trouver un compromis entre coût et qualité, cette dernière incluant la continuité d'alimentation : une qualité infinie implique un coût infini. L'occurrence d'un problème sur la qualité est donc inévitable statistiquement. Mais une coupure de courant d'une demi-heure n'est pas nécessairement dramatique, surtout si elle correspond à un compromis économique optimal souhaité par tous.

M. Bruno Sido, président – Vous avez raison : des coupures ont également lieu pendant les grèves.

M. Fabien Choné – En effet. Mais les maintenances sur le réseau occasionnent également. Il faut simplement qu'elles durent le moins longtemps possible. Il existe d'ailleurs des compensations économiques : il s'agit donc bien d'un compromis coût-qualité.

M. Bruno Sido, président – Merci beaucoup, M. Choné, pour cette éclairante contribution.

Bourse de l'électricité Powernext
1^{er} février

M. Jean-François Conil-Lacoste, directeur général

M. Bruno Sido, président – Nous accueillons maintenant Jean-François Conil-Lacoste, directeur général de Powernext.

M. Jean-François Conil-Lacoste, directeur général de Powernext – Je vous remercie de votre invitation qui m'offre l'opportunité de mieux présenter le rôle et la contribution du marché organisé en matière de sécurité d'approvisionnement en France.

Nous sommes dans un contexte particulier où coexistent trois contraintes antagonistes que je vais résumer autour de trois axes : politique, temporel, économique. La première contrainte est celle de la compétitivité industrielle. Elle plaide pour les prix du kilowattheure et du CO₂ les plus bas possible. C'est une problématique qui s'impose à court terme avec un focus national. La deuxième contrainte est la sécurité d'approvisionnement énergétique, qui milite pour un prix du kilowattheure suffisamment élevé pour maîtriser la demande et encourager les investissements nécessaires. Il s'agit d'une problématique de moyen et long terme et de dimension européenne. Enfin vient s'ajouter une contrainte récente, la lutte contre le changement climatique, qui tend à établir les prix du kilowattheure et du CO₂ au niveau le plus élevé possible pour encourager les entreprises à basculer des technologies polluantes vers des technologies plus propres. Cette problématique s'inscrit sur le long et très long terme et sa portée est mondiale.

Résoudre ces trois contraintes constitue un défi inédit au plan politique. Les marchés doivent composer avec ces contraintes à partir des critères et des objectifs qui sont fixés par le politique. En France, cette problématique est exacerbée dans la mesure où nous héritons d'une politique tarifaire qui a conduit à une baisse des tarifs de l'électricité en euros constants de 24 % depuis dix ans. Depuis la rupture intervenue en 1997, l'écart n'a cessé d'augmenter entre l'indice général des prix et l'indice énergétique, qui regroupe les tarifs du gaz, du pétrole et de l'électricité. En Allemagne, les tarifs de l'électricité ont suivi progressivement les prix du marché, dans un contexte différent où la politique tarifaire permet de gérer la transition. La France est dans une situation atypique en Europe car elle connaît un décalage considérable entre les tarifs de l'électricité particulièrement bas, qui se sont trouvés petit à petit déconnectés de la réalité économique, et les prix du marché trop élevés.

Le marché organisé de l'électricité est né dans le cadre de la libéralisation voulue par les Etats membres de l'Union européenne avec la directive européenne de 1996, la loi française du 10 février 2000, la création de la CRE et l'autonomie de RTE. Je rappelle que, dans sa communication la plus récente, alors qu'elle fustige les dysfonctionnements du marché de

l'énergie dans son ensemble, la Commission européenne, pour la première fois, mentionne que les marchés organisés, c'est-à-dire les bourses, peuvent jouer un rôle positif pour créer la confiance, pour limiter les risques de manipulation, pour permettre aux régulateurs de vérifier les mécanismes de formation des prix et d'échanger entre eux des informations pertinentes. Le rôle des marchés organisés devrait s'amplifier si le contexte général était celui d'une libéralisation suivie au même rythme par l'ensemble des Etats membres.

La bourse française de l'énergie et du CO₂ a été créée en juillet 2001, en étroite coordination avec RTE, pour assurer la cohérence des règles du marché électrique avec les contraintes de gestion du réseau. Elle a pour actionnaires Euronext et les gestionnaires de réseau français, belge et hollandais qui assurent une neutralité à l'ensemble, des producteurs européens et des acteurs financiers du monde de l'énergie. Sa fonction économique première est de fournir des références de prix. Un marché d'équilibrage du gaz devrait bientôt être mis en place avec le concours étroit de GRTgaz. Trois références de prix ont d'ores et déjà été lancées :

– depuis novembre 2001, un marché pour livraison d'électricité sur chacune des 24 heures du lendemain, dit Powernext® Day-Ahead, permet de gérer les risques d'équilibrage ou de volume sur le réseau français. 30 térawattheures (TWh) ont été traités en 2006, soit une augmentation de 50 % par rapport à 2005. Ils ne représentent certes que 7 % de la consommation nationale globale mais, au regard de ce que le conseil de la concurrence appelle le marché réellement ouvert, « pertinent », ils constituent une part supérieure à 23 % de la consommation libre. Les acteurs ont pris l'habitude d'utiliser la plateforme du marché organisé qui assure un fixage quotidien, week-end et jours fériés compris ;

– depuis juin 2004, une référence de moyen terme a été lancée, Powernext® Futures, permettant de gérer le risque de fluctuation du prix de l'électricité d'un mois à trois ans. Ces produits s'adressent à des acteurs économiques qui veulent disposer d'un outil de gestion dynamique de leur risque électrique dans un horizon de court à moyen terme. Ils apportent de la fluidité, de la flexibilité dans la gestion des risques. C'est le deuxième marché le plus important en Europe après l'Allemagne. Sa progression a été de 33 % en 2006 par rapport à 2005. 83 TWh ont été traités en 2006, avec un coup d'arrêt très significatif depuis l'été 2006 à la suite de la mise en place du Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché (TRTAM) ;

– en juin 2005 a été créée, dans le cadre du protocole de Kyoto et en collaboration avec la Caisse des Dépôts, une référence de prix au comptant des quotas d'émission de CO₂. Ce marché Powernext® Carbon a connu une expansion spectaculaire, avec près de 32 millions de tonnes échangées en 2006, dont un record de 5,8 tonnes pour le seul mois de décembre. Cette bourse française offrant un produit européen représente 75 % de part de marché parmi les bourses qui traitent de ce type de produit, notamment nos concurrents allemands et scandinaves.

Powernext® Day-Ahead organise une confrontation de l'offre et de la demande en centralisant les intérêts des acheteurs et des vendeurs. C'est un marché transparent avec un accès non discriminatoire. Il est multilatéral et anonyme. Il est encadré par une réglementation structurante reposant sur des règles de marché et une forte présence des autorités de régulation telles que la CRE et l'Autorité des marchés financiers (AMF). Les transactions sont totalement sécurisées à la fois avec LCH. Clearnet, qui est la chambre de compensation sur les marchés d'Euronext pour l'ensemble des transactions financières, et avec RTE, qui garantit les engagements physiques.

Qui peut devenir membre de Powernext® Day-Ahead ? Selon le principe général posé par la loi, « les personnes morales auxquelles leur loi nationale n'interdit pas d'acheter et de vendre de l'électricité peuvent devenir membre du marché ». Aujourd'hui, Powernext® Day-Ahead compte cinquante-six membres parmi lesquels les principaux producteurs d'électricité européens, des fournisseurs d'électricité, des institutions financières, des sociétés de négoce.

Powernext® Day-Ahead procède à la cotation de contrats portant sur la livraison d'électricité par heure ou par blocs horaires, la veille pour le lendemain, sur le réseau haute tension français géré par RTE. L'offre et la demande d'électricité sont confrontées tous les jours, 365 jours par an, à 11 heures, par un mécanisme de fixage. Powernext® Day-Ahead organise les échanges de mégawattheures en J-1 dans les meilleures conditions économiques possibles. L'électricité n'étant pas stockable, cette fonction facilite l'équilibrage du réseau et réduit, toutes choses égales par ailleurs, les risques de délestage.

Powernext® Futures est un segment de marché organisé aux règles strictes comme Powernext® Day-Ahead. Il compte vingt-six membres qui constituent un sous-ensemble des acteurs de Powernext® Day-Ahead ayant un intérêt spécifique sur le marché français, notamment pour la fourniture des besoins physiques de clients industriels. J'insiste sur une différence entre notre marché, qui est à livraison physique à terme, et les marchés à terme allemand et scandinave, par exemple, qui sont purement financiers. Tous les membres du marché Powernext® Futures sont responsables d'équilibre, ce qui interdit son accès à des structures purement financières. Marché très proche de la réalité économique, Powernext® Futures propose la cotation de contrats à terme portant sur la livraison physique d'électricité aux échéances suivantes : les trois prochains mois, les quatre prochains trimestres, les trois prochaines années, en base et en pointe. Il ne s'agit pas d'un fixage mais d'un marché où la négociation s'effectue en continu de 9 à 16 heures les jours de semaine hors week-ends. Les contrats équivalents chez EEX (Allemagne) ou NordPool (Scandinavie) sont des contrats à règlement financier, sans livraison physique.

Tout ce qui est traité sur le marché à terme n'a pas vocation à être systématiquement livré. Le marché à terme est un outil de couverture du risque. Néanmoins, 14 % des volumes échangés sur les 83 TWh sont allés en

livraison en 2006, ce qui constitue un pourcentage relativement élevé. Alors que Powernext® Futures était parti au premier semestre sur une tendance de doublement des volumes, un coup d'arrêt s'est produit durant l'été à la suite de la mise en place du TRTAM, qui a provoqué une chute de 50 % des volumes échangés. Le TRTAM a sa logique mais, entre temps, le marché allemand continue de prospérer. Quand, début 2006, Powernext® Futures s'inscrivait sur une tendance de 120 TWh, plus de 1 000 TWh se négociaient sur le marché à terme EEX en Allemagne, alors que les consommations nationales française et allemande sont comparables.

Il existe donc un énorme paradoxe puisque le marché allemand, moins bien armé - pas de nucléaire, pas de régulateur sectoriel, quatre gestionnaires de réseaux au lieu d'un seul - que le marché français, est en passe de devenir le marché directeur de l'électricité en Europe. En conséquence, soit le processus de libéralisation du marché européen est stoppé, ce qui implique d'inventer un autre système ou de revenir au système antérieur, soit, si ce processus perdure, le marché français se balkanise en quelque sorte et est progressivement vassalisé par le marché allemand, qui va imposer son prix, extrait de centrales au charbon polluantes, comme la référence de prix en Europe. Sur les 1 000 TWh négociés sur le marché allemand, 300 sont traités sur la bourse elle-même et 700 le sont de gré à gré sans que le régulateur ne dispose de moyen de vérifier les informations, puis déversés dans la chambre de compensation. Il convient donc de se méfier de ce phénomène-là car la France risque de s'isoler alors que tout la prédestinait à jouer les premiers rôles en matière électrique, de la même manière que le deutschemark a été en son temps le marché directeur pour la constitution de la monnaie unique. Progressivement, les positions ouvertes se ferment en France et, dans le même temps, celles d'EEX (Allemagne) et Endex (Pays-Bas) continuent à augmenter. Cette situation est bien sûr de nature à nous inquiéter.

La panne du 4 novembre 2006 n'a eu aucun effet notable sur les prix parce que, sur Powernext® Day-Ahead, la négociation s'effectuant en J-1 pour une livraison au jour J, il était complètement impossible de prévoir la veille un incident technique de cette nature sur le réseau. Les prix du 4 novembre 2006 n'ont donc pas été affectés par la panne. L'heure 23 du 4 novembre, c'est-à-dire entre 22 et 23 heures, a été cotée à 43,007 euros le mégawattheure (MWh) et l'heure 24, c'est-à-dire entre 23 heures et minuit, à 39,008 euros le MWh. En moyenne, sur les samedis d'octobre, novembre et décembre, ces mêmes heures étaient cotées respectivement à 39,911 et à 36,379 euros le MWh.

Les prix du 4 novembre 2006 ont donc été légèrement supérieurs à la moyenne, ce qui s'explique tout à fait par le « coup de froid » enregistré au début du mois de novembre, le marché spot étant extrêmement sensible aux variations climatiques. Par définition, l'électricité ne se stocke pas et en France, la sensibilité au froid est particulièrement importante. Un degré de moins en hiver représente un accroissement de consommation équivalent à la production d'une tranche nucléaire. Un marché à moyen terme est beaucoup

moins volatil qu'un marché à très court terme. Par conséquent, une référence de prix calée sur un marché à terme est, pour les industriels, plus intéressante qu'une référence de prix calée sur des marchés spot.

En revanche, des pics de prix ont été observés sur les fixings des jours suivants, à savoir 65 euros le MWh les 6 et 7 novembre contre un prix moyen de 45,32 euros le MWh en novembre. Sur l'heure 19, les prix ont atteint 198 et 202 euros le MWh respectivement les 6 et 7 novembre et ce, pour des quantités marginales. Ces pics de prix ont également été notés sur les marchés allemand et hollandais. Le simple effet climatique semble insuffisant pour expliquer un tel comportement des prix. La panne a certainement eu un effet psychologique, qui s'est cependant rapidement estompé. Un peu de nervosité de la part des opérateurs était assez compréhensible dans la mesure où l'incident du 4 novembre avait introduit une incertitude sur l'état des réseaux et sur la capacité de concertation des gestionnaires de réseau. Après une augmentation transitoire, les prix ont retrouvé leur niveau dès le 8 novembre et les volumes sont restés conformes à la moyenne. Aujourd'hui, Powernext® Day-Ahead s'inscrit dès le début d'année sur une tendance de 40 à 45 TWh par an. Les volumes continuent d'augmenter significativement et ont franchi un palier : en effet, le volume échangé sur ce marché se situe actuellement entre 100 et 130 gigawattheures (GWh) par jour, soit un rythme de plus de 40 TWh par an.

Le 21 novembre 2006, le couplage des trois marchés français, belge et hollandais a constitué une première inédite en Europe. Il est le fruit de trois ans d'efforts discrets entre trois bourses -APX (Pays-Bas), Belpex (Belgique) et Powernext®Day-Ahead (France)- en collaboration avec les trois gestionnaires de réseaux concernés -TenneT, Elia et RT-, et de la volonté d'optimiser les flux aux frontières. Le problème des interconnexions en matière de sécurité d'approvisionnement réside dans l'exploitation à un très faible pourcentage des capacités disponibles aux frontières. Malgré son parc nucléaire, la France est quelquefois obligée d'importer de l'électricité d'Angleterre, d'Allemagne ou encore d'Espagne. Par conséquent, elle ne peut avoir une vision sur la sécurité de son approvisionnement sans avoir une vision européenne. A défaut de pouvoir construire de nouvelles lignes, il est très important d'optimiser la gestion des capacités des réseaux existants. C'est le but du couplage de marché. Le 14 février 2007, veille du Conseil des ministres de l'énergie, une conférence de presse des trois ministres concernés aura lieu pour présenter cette étape majeure qui préfigure des avancées plus importantes en Europe.

Le couplage de marché donne un accès plus juste aux marchés en utilisant la capacité transfrontalière par les transactions qui lui accordent le plus de valeur et en réduisant des occasions d'exercice du pouvoir de marché. Il permet en outre un accès plus facile aux marchés par une simplification des opérations quotidiennes et l'élimination du risque opérationnel. Le couplage constitue une contribution évidente à la sécurité d'approvisionnement de l'électricité. Il est réalisé en étroite collaboration avec les gestionnaires de

réseaux qui définissent les capacités fermes disponibles aux interconnexions. Au lieu de prévoir une marge supplémentaire qui ne serait in fine pas utilisée et constituerait un coût pour la collectivité, les capacités sont utilisées à 100 % et si elles sont suffisantes, c'est-à-dire s'il n'y pas de congestion, alors les prix des zones couplées s'égalisent. Le couplage de marchés a vocation à s'étendre et des projets sont en cours pour élargir le couplage des trois pays à la Scandinavie et à l'Allemagne.

M. Bruno Sido, président – En quoi l'existence de Powernext est-elle de nature à renforcer la sécurité de l'approvisionnement électrique de la France ? Faut-il autoriser cette spéculation, ce boursicotage sur l'électricité ?

M. Jean-François Conil-Lacoste – Mon sentiment est que les termes de spéculation et de boursicotage ne sont pas du tout adaptés à la réalité du marché Powernext®Day-Ahead. Le marché spot, de très court terme, fonctionne exclusivement avec des membres qui sont responsables d'équilibre auprès de RTE, procède d'un fixage pour chacune des vingt-quatre heures du lendemain, qui constituent de fait vingt-quatre micro-marchés différents. Ses acteurs ont un véritable besoin économique. Alors qu'autrefois, il n'avait qu'une seule interface, RTE se trouve, dans le cadre d'une logique de libéralisation, face à quelque quatre vingt responsables d'équilibre qui doivent vendre l'électricité en excédent ou acheter l'électricité qui leur manque la veille pour le lendemain. Rien de tel qu'un forum quotidien, transparent, non discriminatoire, pour faciliter ces échanges de manière multilatérale, anonyme et sécurisée.

C'est le moyen le plus démocratique, le plus sain et le plus efficace de confronter l'offre et la demande pour parvenir à un équilibre en termes de volume, quel que soit le prix. Lors de la canicule de 2003, il a fallu aller chercher les derniers MWh à 1 000 euros en France, à 2 000 euros en Hollande et à 3 000 euros en Allemagne pour éviter un délestage qui aurait coûté une fortune à la collectivité. Ainsi, des pics de prix peuvent survenir occasionnellement. Mais plus le gisement d'acteurs est important, plus les échanges sont faciles et plus les prix sont contenus. C'est en cela que le marché de très court terme apporte une contribution à la sécurité du réseau et facilite son équilibrage. Ce n'est pas un hasard si les gestionnaires de réseaux y ont été étroitement associés dès le départ.

En conséquence, je ne pense pas qu'il soit possible de parler de spéculation en ce qui concerne le marché de court terme. Le couplage des marchés est la preuve que c'est parce qu'il existe des bourses en Allemagne, aux Pays-Bas, en Belgique, que nous allons pouvoir développer par des mécanismes de marché une bien meilleure gestion de nos frontières, de nos interconnexions. Autrefois, il existait des contrats de long terme, sorte d'options qui étaient achetées et pas toujours exercées. Néanmoins, quand des pointes de consommation ne pouvaient pas être satisfaites par la production française, il ne s'avérait pas toujours possible d'importer les MWh disponibles chez nos voisins. Progressivement, nous optimisons ces flux transfrontaliers.

Les marchés Day-Ahead facilitent ce fonctionnement puisque le couplage (ou enchères implicites) permet de négocier en même temps énergie et transport.

Nous verrons peut-être émerger progressivement en Europe, à l'instar de la plateforme scandinave d'échanges NordPool, une sorte de super bourse contrôlée de façon appropriée par les gestionnaires de réseaux. C'est la tendance vers laquelle nous devrions aller si nous parvenons à nous mettre d'accord sur des aspects de gouvernance au niveau européen. De nombreux forums traitent de ces aspects-là.

En réponse à la question posée, j'affirme qu'au niveau de l'équilibrage quotidien du réseau français, puis au niveau du rôle que nous jouons en matière de couplage de marchés, la bourse, et notamment Powernext, joue un rôle positif en matière de sécurité d'approvisionnement. Si elle n'existait pas, les échanges s'effectueraient de manière bilatérale, de gré à gré, en toute opacité, sans contrôle possible par la CRE et avec des enchères explicites aux frontières beaucoup moins efficaces que les enchères implicites. Je pense donc que nous opérerions alors un recul.

Concernant le marché à terme, la situation est la suivante. En Allemagne, le marché de gros traite 4 000 TWh parmi lesquels 400 seulement se négocient directement sur la plateforme EEX et sont véritablement transparents. 600 à 700 TWh sont traités en bilatéral de manière non transparente et viennent se déverser dans la chambre de compensation pour la sécurisation financière. Il existe donc, en Allemagne, un marché à la fois beaucoup plus puissant et moins transparent qu'en France. Au lieu de le rattraper, nous le laissons faire la course en tête et rester seul en lice. N'affaiblissons pas Powernext® Futures qui, par son principe de livraison physique et par ses structures, constitue un outil permettant à des industriels, à des fournisseurs, de gérer de manière dynamique et en responsabilité le risque électrique. Le marché à terme leur donne, pour la proportion souhaitée, la flexibilité de pouvoir entrer et sortir du marché en fonction des éléments dont ils disposent. De nombreux industriels le font directement sur de multiples produits : l'aluminium, le pétrole, les changes, les taux d'intérêt... Ils peuvent également passer par un intermédiaire spécialisé dont le métier consiste à leur proposer des produits structurés, correspondant à leur problématique et leur profil de consommation. Le marché à terme permet cette dynamique de gestion, cette liberté, cette flexibilité. En outre, n'oublions pas que sur tous les marchés, la spéculation met de l'huile dans les rouages et permet de banaliser les transferts de risques d'un agent économique à un autre, dès lors qu'elle vient appuyer des échanges commerciaux qui nourrissent la légitimité du marché.

En conclusion, Powernext® Futures n'est pas un instrument de spéculation mais a vocation à être un outil de dynamisation et de responsabilisation des acteurs qui sont exposés au risque de fluctuation des prix de l'électricité en Europe.

M. Michel Billout, rapporteur – Est-ce que l'existence en France de tarifs régulés, voire de tarifs de retour, n'est pas un handicap dans une course à l'énergie ?

M. Jean-François Conil-Lacoste – Incontestablement. Nous avons hérité d'une situation très difficile avec, d'une part, des tarifs qui ont décrié de 24 % en dix ans en euros constants, d'autre part, des clients sortis du tarif qui se sont trouvés exposés à une hausse très importante des prix, même si ces derniers ont maintenant tendance à baisser. Il s'en est suivi un désavantage compétitif majeur pour les clients qui ont choisi de sortir du tarif par rapport à ceux qui y sont restés. J'aurais souhaité que le problème soit résolu en fixant un calendrier à longue échéance, pour faire en sorte que l'écart entre les prix de marché et les tarifs se réduise progressivement et pour gérer la transition. Les Allemands ont des tarifs qui suivent beaucoup plus étroitement les prix du marché.

La France était donc contrainte de prendre des décisions face à la situation que je viens de décrire. Toutefois, la mise en place de tarifs de retour tue la concurrence. En début d'année, la France s'est trouvée dans la situation quasiment ubuesque où quelques clients industriels qui n'avaient plus d'offres auraient dû se retourner vers RTE en dernier recours pour avoir des offres sur les mois à venir à un tarif potentiellement exorbitant. La mise en place d'un fonds de compensation s'avère très compliquée et a été revue à plusieurs reprises, encore récemment par le Conseil supérieur de l'énergie.

En conclusion, j'insiste sur le fait que l'existence de ces tarifs, tels qu'ils sont mis en œuvre en France, pénalise le développement du marché de gros français et incidemment de Powernext® Futures, laissant le marché allemand, plus cher, s'imposer comme référence inéluctable. J'ai tendance à penser que le processus d'ouverture du marché français de l'électricité est stoppé au milieu du gué. EDF et ses concurrents doivent se contenter d'un marché libre d'environ 130 TWh, marché « pertinent » selon le Conseil de la concurrence. Ils doivent en revanche fournir les deux tiers de la consommation française à un tarif très nettement inférieur au prix du marché, et aux prix de vente de leurs concurrents sur leurs marchés domestiques. Nous avons raté l'opportunité, d'une part, de donner à EDF la capacité de mieux gérer sa marge en fonction de la particularité française qu'est le nucléaire, d'autre part, de faire en sorte que le marché français soit vraiment le marché le moins cher en Europe et le marché directeur. Si EDF et ses concurrents avaient eu l'ensemble du marché à leur disposition, comme c'est le cas en Allemagne, les prix français n'auraient pas nécessairement atteint le niveau des prix allemands. Les prix régulés, l'existence de tarifs, s'ils sont trop éloignés de la réalité économique, pénalisent le développement du marché, empêchent, toutes choses égales par ailleurs, la baisse relative des prix en décourageant la concurrence et envoient aux consommateurs le signal trompeur d'une énergie durablement bon marché.

M. Bruno Sido, président – Il me reste à vous remercier pour ce brillant exposé.

CONSOMMATEURS

Mouvement des entreprises de France (MEDEF)

11 avril

M. Philippe Rosier, président du groupe Stratégies énergétiques et compétitivité

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie, M. Rosier, d'avoir accepté d'intervenir devant cette mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement de l'électricité en France, créée suite à l'incident du 4 novembre 2006. Notre tâche consiste à formuler des propositions afin que la sécurité de notre approvisionnement électrique soit assurée. Nous avons déjà organisé de nombreuses auditions et nous nous sommes également déplacés à l'étranger, à Bruxelles, pour rencontrer la Commission européenne, et en Allemagne ainsi qu'en Pologne pour étudier la situation de ces pays et examiner comment ils s'organisent. Il est très intéressant pour nous d'avoir le point de vue du Mouvement des entreprises de France sur cette question. Je vous propose, si vous le voulez bien, de commencer votre intervention. Puis mes collègues et moi-même vous poserons des questions.

M. Philippe Rosier, président du groupe Stratégies énergétiques et compétitivité du Mouvement des entreprises de France (MEDEF) – Je vous remercie. Je représente ici le comité Energie du MEDEF et je suis président d'un groupe de travail appelé Stratégies énergétiques et compétitivité. Ce comité regroupe des distributeurs, des producteurs d'énergie électrique, de gaz et de pétrole, et des consommateurs de toute taille. Cette enceinte large traite des sujets liés à l'énergie depuis une quinzaine d'années. Au niveau européen, je suis président du comité Energie de BusinessEurope, dans le cadre duquel nous nous efforçons de diffuser en Europe les messages du MEDEF.

Nous avons apporté un dossier comprenant trois documents qui font la synthèse de nos travaux les plus récents. Le premier, qui s'intitule « Orienter les marchés de l'énergie en faveur d'une croissance durable », traite spécifiquement de l'électricité et date de 2005. Il a servi de base à notre prise de position en amont du projet de politique énergétique. Le deuxième document présente notre point de vue sur le plan européen de l'énergie proposé par la Commission européenne au début du mois de janvier 2007 et qui est aujourd'hui en cours de débat. Les Etats membres ont récemment remis un mandat à la Commission pour leur soumettre des propositions plus structurées d'ici la fin de l'année. Enfin, le dernier document propose une ébauche de réflexion sur la question du gaz.

S'agissant de l'électricité, vous constaterez que le document de 2005 anticipait les problèmes rencontrés, qui tiennent à plusieurs facteurs. En particulier, une ouverture quelque peu désordonnée des marchés a totalement occulté la problématique du projet énergétique européen, notamment en matière d'investissements pour l'électricité comme pour le gaz. Des solutions techniques existent pour ouvrir le marché de l'énergie à la concurrence tout en laissant les Etats membres conserver leurs stratégies nationales. On espère toutefois une convergence des prix au niveau européen, malgré l'existence de mix énergétiques qui resteront nationaux.

Tous les pays ont des approches plus ou moins développées pour anticiper ces investissements et élaborer ces mix. La France, de ce point de vue, a défini un plan d'investissement -la programmation pluriannuelle des investissements (PPI)- très élaboré, qui a permis de promouvoir et d'anticiper les situations d'équilibre de l'offre et de la demande. La vision à long terme est d'autant plus primordiale en France que la part de la production nucléaire nécessite des anticipations sans doute plus importantes que dans d'autres pays. Elle présente une approche centrée sur l'électricité qui a permis d'anticiper et de lancer certaines décisions. D'autres pays, comme l'Allemagne ou le Royaume-Uni, ont des plans moins élaborés et moins développés, et les sociétés privées conservent la gestion des mix.

En conséquence, l'approche des prix européens n'est pas tirée par la situation des différents pays mais obéit à une sorte d'arbitrage au niveau européen, qui a poussé les prix de l'électricité vers ce qu'il est convenu d'appeler le « marginal de production », qui se trouve être soit du marginal gaz, soit du marginal charbon. L'équilibre est réalisé par des mix en dehors de la France, ce qui aboutit pour notre pays à une situation paradoxale où, du fait du marché libre, les consommateurs français bénéficient de moins en moins de l'avantage compétitif du nucléaire. Cette situation, analysée et largement débattue au niveau politique ces derniers mois, a conduit le pouvoir politique à mettre en œuvre un mécanisme transitoire de retour à des tarifs afin de retrouver une cohérence entre le mix français et la situation des prix en France. Cela étant dit, ce mécanisme constitue une dérogation au système d'ouverture du marché européen, qui répond aujourd'hui à une nouvelle stratégie. La Commission européenne a ainsi proposé une amélioration du package européen pour remédier à certains de ces problèmes.

Cette première analyse met donc en évidence un manque de cohérence dans le plan énergétique européen.

Une seconde analyse témoigne d'un manque d'investissements extrêmement critique. Nous avons bénéficié, jusqu'à ces dernières années, d'une situation d'offre, en matière de production et de transport, relativement en excès par rapport à la demande nationale. Cette situation nous a permis de vivre sereinement les fluctuations de demande liées aux contraintes climatiques. Mais les investissements se sont ensuite raréfiés et les moindres à-coups qui pouvaient intervenir en France ou en dehors de notre territoire ont entraîné des tensions sur les réseaux. Le problème de tension survenu à l'été

2005 s'est produit alors que l'Allemagne avait largement surinvesti en production éolienne, entraînant des tensions sur les réseaux et une pénurie d'alternatives de production.

Ce manque d'investissements est lié à la question de l'absence de plan mais également à une nouvelle problématique de l'équilibre entre l'offre et la demande : le fait de sous-investir a pu permettre à certains acteurs d'aligner le prix vers des niveaux marginaux élevés.

L'un de nos documents présente l'évolution de l'indice Platts du prix de l'électricité, indice qui sert au développement des offres commerciales. Entre 2002 et 2005, ce prix est passé de 24 euros du kilowattheure à plus de 45 euros et, aujourd'hui, le prix du calendrier 2008 se situe aux alentours de 55 euros. Vous trouvez ainsi l'explication de cet alignement vers le marginal gaz ou charbon, qui a lui-même subi la hausse du prix du gaz indexé sur les produits pétroliers. Cet alignement tient au fait que le manque d'investissement pousse à une raréfaction de l'offre, ce qui entraîne une hausse des prix.

Le problème d'investissement est avéré dans l'électricité et pour les infrastructures gazières. Aujourd'hui, l'ouverture des marchés ne s'effectue donc pas sans difficultés. Cela peut s'expliquer par le fait que le signal-prix du bien électrique arrive trop tardivement par rapport à la décision d'investissement. Ce signal est extrêmement long à s'établir pour le nucléaire, mais également pour le gaz ou le charbon. La décision, pour une société privée, intervient trop tard par rapport aux besoins. Il est donc indispensable d'anticiper les équilibres et les besoins d'investissements par une projection à cinq ans et plus.

Le troisième facteur aggravant tient à l'ouverture des marchés, qui s'est effectuée avec un manque flagrant de concurrence ayant limité les niveaux de réinvestissements des acteurs. De ce point de vue, nous pouvons anticiper des besoins de réinvestissements beaucoup plus importants dans les années à venir. La consolidation des acteurs au niveau européen contrariera certainement à court terme ces besoins d'investissements mais par la suite, à l'inverse, ce facteur favorisera le développement d'acteurs suffisamment forts pour réinvestir sur des projets à très long terme.

Enfin, le quatrième point tient à la désorganisation des schémas de long terme dans le domaine du gaz. Vous pourriez m'objecter que ce domaine est éloigné de la problématique électrique française. Cependant, par contrecoup, ce problème rejaillit sur les prix et les offres commerciales d'électricité en France. Le secteur gazier est un domaine où les infrastructures et les investissements sont prévus pour le très long terme. Ceux-ci ont été réalisés avant l'ouverture des marchés grâce à des équilibres « gagnant-gagnant » entre producteurs et distributeurs de gaz tels que Suez ou Gaz de France (GDF). Les contrats de long terme ont été développés avec un engagement du distributeur d'acheter par un « Take or pay », c'est-à-dire un engagement à prendre et à payer le produit sur des durées très longues de

quinze, vingt ou trente ans. Moyennant cet engagement de long terme, les producteurs parvenaient à financer leurs infrastructures et leurs investissements soit en extraction, soit en transport. Cet équilibre permettait à l'ensemble des acteurs de disposer d'une visibilité de long terme. En aval, les consommateurs de gaz, en particulier les consommateurs électriques, pouvaient s'engager dans des réinvestissements de production électrique. D'autres acteurs dans l'industrie, comme dans la chimie ou dans l'acier, pouvaient eux aussi s'engager dans des investissements.

L'ouverture des marchés a remis en cause cette logique contractuelle de long terme, ce qui laisse planer un doute sur la possibilité qu'ont les acteurs de contractualiser sur de longues durées, la plupart des offres se faisant aujourd'hui sur une base annuelle. Nous avons en effet constaté que la durée des offres de marché, qu'elles soient électriques ou gazières, est désormais plus réduite.

Mme Sophie Liger-Tessier, directeur-adjoint au MEDEF chargée de l'environnement, du développement durable et de l'énergie – Il faut souligner qu'en l'occurrence, les acteurs ont tendance à s'autocensurer parce qu'ils craignent des contentieux de la part de la Commission européenne.

M. Philippe Rosier – Le cadre d'ouverture des marchés contraint donc aujourd'hui les acteurs à une telle pratique commerciale. Par conséquent, les investissements deviennent beaucoup plus risqués à mettre en œuvre et des décisions d'investissement en France ou en Allemagne de certains électriciens ont été retardées, voire annulées.

La conjonction de ces quatre éléments -l'absence de plan, le manque de concurrence, la difficulté à contractualiser à long terme et la problématique du gaz- crée aujourd'hui une limitation aux investissements et des inquiétudes sur l'équilibre de l'offre et de la demande.

Mme Sophie Liger-Tessier – Un cinquième facteur est lié aux incertitudes relatives à la mise en œuvre de toute la politique européenne de lutte contre le changement climatique et au fonctionnement du marché ETS (Emission Trading Scheme), dont les périodes sont relativement courtes. Les modalités mêmes d'attribution des quotas d'émission de CO₂ sont soumises en permanence à des révisions. Nous avons eu des discussions un peu vives avec les pouvoirs politiques français sur ce sujet à la suite du retrait par la France de son plan initial. Aujourd'hui, l'enveloppe « nouveaux entrants » de la deuxième période (2008-2012) est déjà largement affectée. Si sa dimension se révèle insuffisante pour couvrir les besoins des futurs nouveaux entrants, l'Etat devra s'engager à acheter sur le marché les unités correspondant à ce déficit.

M. Philippe Rosier – Fort de ce constat, le MEDEF a avancé, dans le cadre du débat au niveau européen, quatre types de propositions.

La première proposition consiste à créer un marché concurrentiel sur le moyen et le long terme, c'est-à-dire à laisser la capacité aux acteurs qui en

ont besoin de contractualiser les offres énergétiques et gazières sur des périodes de cinq ans, dix ans et plus. Ce schéma a été mis en place par le groupement de consommateurs Exeltium. En France, il permet à certains consommateurs de prendre un engagement à long terme et de partager le risque avec le producteur Electricité de France (EDF) en faveur d'un développement de la production nucléaire en France. Des schémas similaires ont été mis en œuvre en Finlande sur le nucléaire et en Allemagne sur le charbon. Nous souhaitons donc encourager ce type de schémas. Nous promovons également la possibilité pour les nouveaux entrants d'avoir accès à de la production sur une base compétitive sur le long terme, pour pouvoir apporter une fluidité au marché et de la concurrence sur une base compétitive de moyen à long termes.

La deuxième série de propositions, qui a été très largement reprise par le plan de la Commission européenne, propose une meilleure coordination des politiques énergétiques et environnementales pour développer, dans le cadre européen, un plan à moyen terme, c'est-à-dire à cinq ou dix ans, et une stratégie en termes de mix électrique et de sécurité en approvisionnement en gaz. Evidemment, il ne s'agit pas de totalement transposer les prérogatives des Etats membres à l'échelon européen ; dans nos propositions, les Etats membres restent souverains en matière de décision de leur mix. En revanche, il est indispensable qu'existe au niveau européen une certaine cohérence pour que les investissements suffisants soient bel et bien effectués et que les meilleurs investissements s'opèrent en fonction de la situation de chaque pays. Lorsque la décision est prise d'investir sur des éoliennes en Allemagne, cela a un impact sur le fonctionnement du marché français. Il est donc nécessaire que soit installée au niveau européen une instance qui examine les différents mix nationaux et anticipe les conséquences au niveau européen de leurs évolutions.

Mme Sophie Liger-Tessier – La même chose est vraie dans certains cas pour le charbon. Si le prix du carbone augmente à 25 ou 30 euros à l'horizon 2008-2012, il ne serait pas logique que ceux qui présentent un mix compatible avec la politique de lutte contre le changement climatique soient pénalisés.

M. Philippe Rosier – Je reviendrai ultérieurement sur le plan de la Commission européenne.

La troisième proposition concerne les interconnexions, qui représentent un frein à l'amélioration de la concurrence en Europe et à la sécurité de l'approvisionnement des différents pays. Il importe d'accélérer et de renforcer les investissements sur les interconnexions et, dans certains cas, de faire passer la problématique nationale à une échelle européenne. Un débat est en cours sur un gazoduc alternatif passant par le sud de l'Europe : le projet Nabucco. Ce pipeline est actuellement en question et son devenir dépend des discussions qui se tiennent dans certains des pays qu'il pourrait traverser. Il est donc indispensable que cette vision soit réalisée à un niveau européen pour sortir des problématiques purement nationales.

La quatrième proposition tient au développement de l'investissement, pierre angulaire de tout ce mécanisme. L'investissement doit se faire dans des structures compétitives. De ce point de vue, nous nous félicitons que la France ait pris la décision d'investir dans le futur EPR (European pressurized reactor) de Flamanville et que l'Europe considère que le nucléaire n'est plus un sujet tabou. Le nucléaire est un outil qui permet de satisfaire les besoins de production de base et les besoins en énergie compétitive, qui constitue, en termes d'approvisionnement, un outil stratégique, et qui représente une énergie très basse en émissions de carbone. Cela permet à la France et à l'Europe de réussir ce « trium » entre compétitivité, environnement et sécurité d'approvisionnement. C'est un point crucial pour nous. Reste que, dans son dernier rapport, Réseau de transport d'électricité (RTE) a de nouveau souligné les besoins en énergie de pointe et de semi base qui restent critiques en France. Aussi RTE a-t-il proposé des investissements, qui, de notre point de vue, sont satisfaisants. Ce même travail doit cependant être conduit dans un cadre européen.

Le plan européen proposé reprend en très grande partie ces propositions. Quelques sujets ont été ouverts et suscitent des réactions de notre part. Le plan européen prévoit, entre autres, un engagement unilatéral de réduction des gaz à effet de serre de 20 % d'ici à 2020, un engagement européen de production d'énergies renouvelables également de 20 % et la mise en œuvre de 10 % de biocarburants d'ici à 2020. De ce point de vue, nous considérons que toutes les propositions de ce plan en faveur d'une meilleure coordination européenne sur les investissements, de relations renforcées avec les producteurs de gaz de Russie ou d'Afrique du Nord, d'une meilleure régulation des marchés, vont dans le sens que nous défendons et nous satisfont. De la même façon, la nécessité de prendre en compte le nucléaire nous paraît beaucoup plus claire dans ce plan, bien que, pour le moment, aucune décision chiffrée n'ait été prise. Mais nous pouvons espérer qu'un débat sera ouvert, auquel le MEDEF participera bien évidemment.

Néanmoins, en ce qui concerne les énergies renouvelables, il faut veiller à ce que ces engagements soient pris en tenant compte des mix de chaque pays et de leurs émissions de gaz à effet de serre, de sorte que se mette en place une forme de partage du fardeau au niveau européen et que les bons élèves en matière d'émission ne se retrouvent pas pénalisés pour l'atteinte de ces objectifs. La France bénéficie de l'atout nucléaire et d'un large parc d'énergie renouvelable hydraulique : aussi ne doit-elle pas être contrainte à de lourds investissements dans des sources supplémentaires d'énergie renouvelable. Ce point a été pris en compte par les chefs d'état lors du Sommet de mars : le texte a été conçu de façon à ce que cet objectif ne soit pas contraignant par pays mais soit un objectif européen discuté pays par pays. La Commission européenne a lancé ce travail récemment et nous veillerons à ce que cet ajustement par Etat membre soit mis en œuvre dans l'intérêt de chacun.

M. Bruno Sido, président – Je voudrais vous poser une question sur les contrats à long terme. Quelle est la réalité de ce type de contrats quand nous voyons que les acteurs qui sont passés du prix régulé au prix libre sont revenus quelques mois après sur cette décision ? Une entreprise peut passer un contrat à long terme de dix ans et les prix peuvent s’effondrer, ce qui s’est produit après le second choc pétrolier lorsque le prix du pétrole est passé en dessous du prix établi après le premier choc pétrolier. Que dire à ces entreprises qui ont conclu un contrat à long terme ? Autrement dit, quelle est la réalité de ces contrats à long terme ?

Ma seconde question concerne la coordination des politiques européennes. Une telle coordination est-elle possible, dans la mesure où la politique énergétique demeure une politique régaliennne ? A ce stade, nous constatons que si l’Allemagne a décidé de sortir du nucléaire, elle accepte l’énergie nucléaire produite en Ukraine ou en France. Pensez-vous qu’il est réaliste d’envisager une coordination de nos politiques énergétiques en Europe ?

M. Philippe Rosier – Concernant le premier sujet, vous avez parfaitement raison de souligner la difficulté d’un contrat à long terme, qui implique de trouver un accord entre les deux parties pour que chacun puisse s’y retrouver sur la durée. Je pourrais vous donner quelques exemples de contrats à long terme qui ont fonctionné. La difficulté est de trouver deux parties qui ont un intérêt à discuter sur une vision à long terme. En effet, certains clients n’ont pas du tout intérêt à avoir des contrats à long terme et se satisfont tout à fait d’offres annuelles, voire mensuelles. Le besoin de sécuriser la vision à long terme autour d’investissements relie les deux parties. Cette notion d’investissement est centrale et pousse les deux parties à contractualiser des accords qui paraîtraient, a priori, difficiles.

La situation du nucléaire est similaire à celle du gaz. Jusqu’ici, le producteur national avait l’assurance d’un marché, d’une visibilité et d’un financement et se posait très peu la problématique d’une offre à long terme. Ce contrat à long terme se faisait au travers des tarifs puisque ceux-ci étaient associés à la structure de coût du parc français. Dans un environnement de marché, il s’avère difficile de rompre avec le confort que peuvent assurer un marché captif et de telles structures de prix pour retrouver, au travers d’une contractualisation, ce qui existait dans le système public régulé. Ce point représente toute la difficulté du monde de l’énergie où certains investissements de très long terme sont décidés très en amont -quarante ou cinquante ans pour une centrale nucléaire- alors que le signal prix arrive parfois très tard, et même trop tard. La difficulté est de permettre à des acteurs qui y ont intérêt de sécuriser cette visibilité.

Dans le cadre d’Exeltium, on recense aujourd’hui une cinquantaine de sociétés qui ont intérêt, pour sécuriser leurs propres investissements, à contractualiser avec le producteur pour une durée de quinze ans et plus. Elles s’engagent à acheter des électrons sur cette durée en échange d’un prix sur une base de coût. La logique des contrats à long terme dans le domaine du gaz se

situé autour des investissements, soit en amont, soit à la production. Le fait que les prix puissent évoluer ne constitue pas un problème dans le cas du contrat à long terme. Vous contractualisez à un moment donné mais les formules de prix sont indexées sur un paramètre qui vous permet d'avoir une visibilité et de réagir en fonction des évolutions. Concernant le gaz, les formules à long terme sont indexées sur le pétrole et les acheteurs, électriciens ou chimistes, sont familiarisés avec ce type de contractualisation parce qu'eux-mêmes savent couvrir ces risques et répercuter les évolutions de prix auprès de leurs propres clients. Il est très difficile d'avoir une indexation totalement hiératique sur laquelle vous n'avez aucune prise. Cela représente une des difficultés des marchés de l'énergie actuels, comme en atteste l'indice Platts électrique : vous n'avez aucune visibilité en contractualisant sur du long terme avec ce genre d'indice et vous ne pouvez pas bâtir par la suite une stratégie commerciale d'investissement qui puisse être approuvée.

Ce système n'est donc pas pertinent pour tous les consommateurs. Il s'adresse à certains segments de consommateurs qui ont des besoins à long terme et qui peuvent s'engager sur un niveau de consommation. Tel est le schéma gagnant-gagnant : le consommateur apporte son engagement d'acheter et le producteur vend à un prix plus proche de ses coûts de façon à lisser leur évolution. Naturellement, des besoins s'exprimeront également pour d'autres schémas contractuels, des contrats de trois à cinq ans ou des contrats à beaucoup plus court terme, annuels ou mensuels.

Mme Sophie Liger-Tessier – Un système doit encore être inventé pour les petites et moyennes entreprises. Cela n'a pas encore été fait.

M. Philippe Rosier – Aujourd'hui, sur les marchés, l'augmentation de la volatilité s'ajoute aux difficultés rencontrées sur les prix. Pour un industriel, le fait d'avoir une très forte volatilité sur son prix est aussi pénalisant qu'une hausse de prix. Un industriel peut comprendre, dans un contexte mondial, une hausse indexée sur le prix du baril. En revanche, il rencontrera beaucoup plus de difficultés à s'en sortir avec un prix volatil, totalement décorrélié de la situation sur le pétrole. Il faut essayer de résoudre ce problème dans des logiques gagnant-gagnant.

Le débat au niveau européen porte sur le besoin de contractualisation à long terme et de visibilité. Il concerne également les impacts que la fermeture d'une partie du marché pourra avoir pour ces consommateurs. On assiste aujourd'hui à une bataille, au sein de la Commission européenne, entre les directions générales, d'une part, de la concurrence, et d'autre part, de l'énergie et des transports, autour de l'utilité de ces contrats à long terme. Pour notre part, nous estimons qu'ils sont indispensables si l'on souhaite réussir à ouvrir le marché dans un cadre compétitif.

Quant à la possibilité de coordonner les politiques européennes et d'en faire autre chose qu'une vue de l'esprit, qui constituait votre seconde question, il s'agit d'un sujet extrêmement difficile. Cette évolution n'aura pas lieu du jour au lendemain. En réalité, nous devons procéder par étapes et nous

montrer pragmatiques. S'il n'est pas concevable de développer une coordination fondée sur une PPI européenne, nous pensons en revanche qu'il est indispensable de donner des signaux aux investisseurs dans le cadre d'une cohérence européenne.

Un signal fort a ainsi été donné en matière d'énergie renouvelable, l'Europe s'étant mise d'accord sur un ratio de 20 % sans mettre en péril la souveraineté des Etats sur ce point. Sur cette même problématique, il faut également réfléchir à des engagements sur des outils compétitifs, notamment nucléaires. Nous proposons que la part moyenne du nucléaire européen, qui est actuellement de 32 %, soit progressivement portée à 40 %. Il s'agit d'une proposition pour entraîner une réflexion dans les différents Etats sur la méthode qu'adoptera chacun d'entre eux pour résoudre les problèmes de sécurité d'approvisionnement, de compétitivité et de réduction d'émission de gaz à effet de serre. Un débat au niveau européen s'avère donc nécessaire sur les voies et moyens et sur les conséquences que pourront avoir certaines décisions dans certains pays limitrophes de la France.

Mme Sophie Liger-Tessier – Cette question de l'harmonisation des investissements se double, en amont, de la nécessité d'un travail d'urgence sur la collecte de données. Il est également impératif de rechercher une meilleure fiabilité des références et modèles européens. Chaque Etat membre est en principe contraint d'adresser à la Commission européenne des informations sur l'état de l'offre et de la demande et sur ses projets d'investissements. Néanmoins, ce travail s'avère largement perfectible dans chacun de ces Etats et la consolidation des données au niveau européen pourrait être sensiblement améliorée.

Il s'agit d'un véritable enjeu pour nous dans la mesure où l'application d'un certain nombre de textes par la Commission européenne dépend de la fiabilité de ces sources et de ces modèles. Nous avons aujourd'hui deux exemples dans lesquels la Commission européenne, sur la base de scénarii conçus pour le moyen et le long terme, applique en réalité leurs données et scénarii à des politiques de court terme. Dans ces deux cas, la France est pénalisée. Ces exemples concernent la mise en œuvre de la directive ETS sur la deuxième période de quotas et le lancement du programme CAFE (programme « Air pur pour l'Europe ») qui déterminera prochainement la redéfinition des plafonds d'émissions.

M. Michel Billout, rapporteur – Je resterai dans des problématiques quelque peu générales. Plus nous approfondissons le sujet, plus s'affirme cette question : face aux défis énergétiques majeurs liés au développement de nos sociétés et à la protection de l'environnement, pensez-vous que l'ouverture du marché soit la réponse la plus pertinente ? J'avoue rester extrêmement perplexe. Je vais tâcher de développer ma pensée sur trois points : la concurrence, l'effet sur les prix et la recherche.

Les partisans de l'ouverture totale du marché considèrent que le marché concurrentiel réglera l'ensemble des difficultés. Je suis assez étonné

d'entendre qu'il faut renforcer les acteurs européens. Quand je vois, à la direction de la concurrence de la Commission européenne, se profiler l'idée que dans dix ou quinze ans, il n'existera plus que quatre ou cinq grands acteurs européens, j'en déduis que l'ouverture du marché aboutira à la disparition d'une partie des énergéticiens en Europe. Est-ce cela, favoriser la concurrence ?

On nous explique à juste titre que seuls de grands acteurs peuvent assurer les investissements considérables qu'il convient d'effectuer sur les réseaux. J'entends bien cela. Or, nous avons déjà des grands acteurs : pourquoi alors en réduire le nombre ? On nous dit également que, pour que ces grands acteurs, privés pour l'essentiel, puissent investir, il faut également leur donner des signaux lisibles, des garanties de prix. La direction de la concurrence avance que les contrats à long terme sont anticoncurrentiels. Même si j'ai bien noté que vous n'étiez pas entièrement d'accord avec ce point, c'est sans doute exact. Mais plaider que, dans ce système, des contrats à long terme seraient possibles contredit l'idée d'un marché totalement ouvert. Les tarifs réglementés ne sont plus possibles car ils ne permettent plus aujourd'hui un rendement suffisant des capitaux investis à long terme. Les acteurs financiers doivent donc hésiter à se lancer dans cette aventure.

Chaque fois que nous rencontrons des énergéticiens privés, ils demandent la suppression des tarifs, arguant qu'à défaut, il n'est pas possible d'investir dans le marché français. Mais l'abandon des tarifs réglementés entraîne une forte hausse des tarifs. Or, l'augmentation des coûts énergétiques entraîne une fragilisation du tissu économique. Nous avons ainsi vu se succéder devant nous les électro-intensifs qui demandent, à défaut d'une forme d'encadrement par des contrats à long terme, un certain nombre de garanties s'apparentant à une régulation. Pour sa part, la CGPME demande une visibilité des prix au moins à trois ou quatre ans et souhaite que ces prix soient élaborés de manière transparente. On constate donc une conséquence néfaste sur la viabilité du tissu économique et des effets sociaux extrêmement importants.

Enfin, tous ceux qui ont intérêt à ce que la sécurité de l'approvisionnement soit effectivement assurée s'accordent à dire qu'il faut continuer d'investir dans le nucléaire -une idée que je partage personnellement. Les grands groupes énergéticiens s'intéressent à l'EPR, mais ils sont beaucoup moins nombreux à s'intéresser aux réacteurs de quatrième génération et encore moins nombreux à la fusion, qui, à mon avis, sont les seules réponses garantissant la sécurité de l'approvisionnement. Nous avons là un contresens. Nous pouvons considérer que les réacteurs de quatrième génération et la fusion relèvent de la recherche fondamentale. Cependant, qui investit dans cette recherche ? En France, la force publique et, dans une moindre mesure, la force privée, s'en chargent. Il s'agit d'un sujet essentiel : avons-nous raison aujourd'hui de considérer l'énergie comme une marchandise et de libéraliser ce marché qui, à mon avis, aurait besoin d'une plus grande maîtrise publique de façon à assurer la sécurité d'approvisionnement ?

M. Philippe Rosier – Sur ce débat, je ne me prononcerai pas pour ou contre l'ouverture des marchés. En effet, le sujet tel qu'il a été appréhendé ces dernières années a donné lieu à un débat idéologique. Nous avons fini par oublier l'objectif initial de l'ouverture des marchés : améliorer l'offre proposée au consommateur, que ce soit en matière de compétitivité ou en matière de service, notamment d'efficacité énergétique. Or ce sujet deviendra de plus en plus d'actualité. Nous voulons rester pragmatiques. Les seules forces du marché ne peuvent pas répondre à toutes les questions. Mais les enjeux sont tels qu'ils exigent un large esprit d'entreprise et d'innovation. Nous pensons que les grands acteurs privés peuvent aujourd'hui relever le défi dans un cadre régulé harmonisé au niveau européen.

Je ne vous rejoins pas sur la problématique des contrats à long terme. Qu'est-ce qu'un contrat à long terme ? Pourquoi l'établir à cinq ans ? Il s'agit d'un contrat entre deux acteurs privés qui décident de s'engager sur une certaine durée. A l'inverse de ce qui prévaut pour le tarif régulé, le contrat à long terme permet de lier plusieurs parties prenantes qui s'associent pour trouver un accord sur la longue durée. Ces contrats peuvent se mettre en œuvre dans un cadre purement privé. Cependant, il convient d'éviter que, par pure idéologie, les règles européennes du marché empêchent les acteurs de conclure ce genre d'accords.

S'agissant de la recherche et développement, il est effectivement nécessaire d'amplifier ces efforts et de les coordonner au niveau européen. Nous nous félicitons que l'Europe ait pris certaines initiatives en la matière, car nous faisons face à des sujets extrêmement difficiles, que ce soit en matière d'investissements classiques ou de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Nous pensons que les partenariats entre le public et le privé seraient la meilleure solution pour répondre à ces défis. L'histoire n'est cependant pas écrite. Il faudra, dans les mois et les années qui viennent, examiner de façon pragmatique comment s'opère l'ouverture des marchés et l'adapter de sorte que l'objectif initial soit bien réalisé.

Mme Sophie Liger-Tessier – Nous avons largement évoqué les questions du marché et des investissements. Le MEDEF est également extrêmement soucieux de contribuer à l'amélioration de l'efficacité énergétique des entreprises. Il lancera prochainement un site internet destiné à mobiliser l'ensemble des entreprises sur ce thème. Je tiens à votre disposition les éléments de réflexion et de contenu de ce site, qui est pratiquement finalisé et qui s'adresse aux entreprises et à leurs salariés.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie de votre présence parmi nous aujourd'hui.

Confédération générale des petites et moyennes entreprises (CGPME)

28 mars

M. Jean-François Roubaud, président

M. Bruno Sido, président – En propos liminaire, je voudrais simplement rappeler que nous sommes une mission commune d'information, c'est-à-dire trans-partis, bien évidemment, mais aussi trans-commissions. Cette mission du Sénat a été créée après la panne du 4 novembre 2006 pour discuter de la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France. Nous devrions rendre notre rapport au nouveau ministre, nommé après les élections, au mois de juin 2007. Sans plus tarder, je donne la parole à M. Jean-François Roubaud, président de la CGPME, en le remerciant d'avoir accepté de venir devant nous nous parler de la perception de cette question par le monde de l'entreprise.

M. Jean-François Roubaud, président de la Confédération générale des petites et moyennes entreprises (CGPME) – Merci beaucoup, M. le président. Je vous remercie d'avoir bien voulu nous auditionner sur ce sujet qui, vous le savez, est d'une grande importance pour nos entreprises.

La question de la sécurité des approvisionnements, pour les petites et moyennes entreprises (PME), se fait ressentir, d'abord et essentiellement, au moment des pics de consommation, c'est-à-dire au moment de grandes vagues de froid ou de grandes vagues de chaleur. Cette question se pose, pour les PME, dans les mêmes termes que pour le particulier, car nous dépendons de la même manière de l'électricité. La question de la sécurité ne se pose pas de la même façon pour les autres énergies, que ce soit le gaz ou le pétrole, mais, heureusement, nous ne sommes pas aussi dépendants pour l'électricité que pour ces autres types d'énergie. Ceci étant, il faut bien reconnaître qu'Electricité de France (EDF) n'est pas totalement performante en ce qui concerne la sécurité de l'approvisionnement. Certains groupes importants de notre pays pourraient ainsi consommer une grande quantité d'électricité, ce qui rendrait la sécurité des approvisionnements très difficile.

Le deuxième problème que je voudrais aborder concerne le choix de la nature de la fourniture de l'électricité. La France présente l'énorme avantage d'être approvisionnée à 78 % par le nucléaire -je vous fais grâce de ces chiffres que vous connaissez mieux que moi. Cette quasi-indépendance énergétique est un atout de taille pour notre pays. Nous ne rencontrons donc pas de souci de production en ce qui concerne la problématique du développement durable et nous disposons là d'un avantage considérable par rapport aux autres pays. La CGPME pense qu'il s'agit d'un choix judicieux et qu'il ne faudrait surtout pas le modifier, bien qu'il soit possible de développer en même temps d'autres énergies, comme les énergies renouvelables.

Le troisième point est celui du « juste » prix. Nous rencontrons là plusieurs problèmes. Il importe tout d'abord de faire savoir à nos compatriotes

que le prix de l'électricité n'a jamais été aussi bon marché et qu'il ne pourra sans doute pas le rester dans les décennies à venir. Il faut informer les Français avant que ces tarifs n'augmentent. Par ailleurs, nous avons demandé à la direction générale d'EDF, depuis un certain nombre d'années, une transparence sur les coûts. Nous n'arrivons pas à l'obtenir. Nous sommes bien conscients que nous sommes pris dans le carcan européen et que se pose également un problème de déréglementation. Mais les entreprises ont besoin de disposer d'une information sur l'augmentation de ces prix dans les années à venir, à moyen et long termes. Les tarifs des PME, leurs coûts de production, dépendent en effet directement du coût de l'énergie. Les chefs d'entreprise doivent donc disposer d'une lisibilité des tarifs électriques sur au moins deux ou trois ans, pour qu'eux-mêmes ne soient pas pris entre deux feux un jour ou l'autre.

Enfin, le quatrième point de mon exposé concerne le problème de la création d'autres sources d'énergie, en particulier les énergies renouvelables. Nous connaissons tous les problèmes de l'éolien, du solaire, dont le coût du kilowattheure est encore trop élevé. Si nous voulons utiliser les énergies renouvelables d'une manière conséquente, il faudra bien que, d'une façon ou d'une autre, elles soient favorisées. Cela a été le cas à certains moments : je citerai par exemple, dans les années 1972-1975, les fameux « 100 francs par tep économisé », parce que j'avais la chance d'être dans les métiers de l'énergie à l'époque. Cette initiative avait rencontré un franc succès : ainsi, le robinet thermostatique rapportait-il 100 francs au particulier qui en installait un. Des économies d'énergie avaient ainsi pu être faites de manière assez importante. Pourtant, ce type d'incitation a disparu au bout de quatre ou cinq années. De la même façon, de nombreux panneaux solaires avaient également été vendus dans ces années. Si nous souhaitons vraiment développer ce type d'initiatives, il faudra nécessairement passer par des aides. L'éolien pose aujourd'hui à peu près le même problème puisque son développement est confronté à la question des nuisances esthétiques et sonores. Si nous voulons passer de 7 % à 14 % de la production électrique par les énergies renouvelables, il faudra donc fournir des efforts considérables pour faciliter l'accès de tout un chacun à ce type d'énergie. Il s'agit bien évidemment d'un choix politique. Je me souviens également du problème des pompes à chaleur, dont l'installation impliquait un contrat de maintenance très coûteux et qui ne pouvait être amorti.

Voilà les quatre points que je voulais souligner, M. le président. Pascal Labet, le directeur des affaires économiques de la CGPME, va vous fournir des compléments d'information.

M. Pascal Labet, directeur des affaires économiques de la CGPME – Je souhaiterais revenir sur le troisième point et sur cette notion de « juste » prix, de transparence. Tout d'abord, je voudrais souligner que les PME ont très récemment pris conscience de la notion de prix de l'électricité et de surenchérissement pour l'avenir. Le sujet n'est d'ailleurs pas encore assimilé par une grande partie des très petites entreprises (TPE) et des PME.

La prise de conscience liée à la défense des intérêts collectifs, qui s'est également manifestée lors du projet de loi sur l'énergie, est née des soucis rencontrés par les clients qui, après le 1er juillet 2004, avaient souhaité bénéficier d'un prix en libre accès ; ce prix s'était avéré moindre au départ pour ensuite être surenchéri. Le vrai sujet concernant les PME aujourd'hui est le suivant : nous sommes tout à fait conscients que l'encadrement européen est devenu évident et que la déréglementation est souhaitée. Nous ne sommes pas opposés à ce projet. Le seul vrai sujet aujourd'hui concerne l'inquiétude traduite lors des débats du projet de loi sur l'énergie, et qui a débouché sur le TaRTAM, le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché. Nous avons d'abord souhaité qu'une période de deux ans renouvelables soit retenue ; c'est une solution prévoyant une période de deux ans suivie de la rédaction d'un rapport qui a été adoptée. Le sujet demeure cependant entier, car l'énergie électrique ne sera plus proposée à un prix tel que celui connu auparavant. Mais existera-t-il une sécurité de la tarification ? Tel est le vrai sujet. Il n'est pas question de dire que l'on va maintenir un tarif réglementé ; le tarif réglementé appartient au passé, nous ne reviendrons pas dessus. Néanmoins, le tarif dans l'avenir augmentera-t-il de 25 % ou de 50 %, du jour au lendemain ? Certaines entreprises réalisent certes des bénéfices tout à fait cohérents par rapport au marché, mais il importe de ne pas trop rogner les marges par le biais des coûts de fonctionnement. La question de la sécurité concerne donc essentiellement la question du prix de l'approvisionnement.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie. Nous pouvons maintenant passer aux questions.

M. Gérard César – Merci, M. le président, pour votre exposé. Nous comprenons très bien vos inquiétudes. Pour répondre à ce que vous venez de dire à l'instant sur la sécurité d'approvisionnement, nous savons bien que celle-ci est liée au problème du prix. Imaginons qu'il y ait pénurie d'uranium, puisqu'on nous dit que les réserves d'uranium diminuent dans le monde entier : il est alors certain qu'EDF aura des difficultés à garantir le prix d'approvisionnement.

M. Pascal Labet, directeur des affaires économiques de la CGPME – Je voudrais revenir sur la question de la quantité et du prix. Il me semble - mais nous devrions bénéficier d'une transparence totale du ministère et de la direction d'EDF sur ce sujet - qu'il n'existe pas de réel danger car il s'agit de contrats à long terme. Un contrat à long terme permet de sécuriser l'approvisionnement. Cependant, nous ne pouvons savoir s'il existe un danger si nous ne connaissons pas la vraie nature de ces contrats à long terme. Sur des sujets tel que l'uranium, qui sont quantifiés et quantifiables, la quantité et le prix sont tous les deux assurés. Nous ne pouvons donc pas imaginer qu'à un moment donné, nous ne disposions pas d'une couverture sur l'évolution du prix, ne serait-ce que sur les marchés dérivés. Donc le vrai sujet demeure celui des contrats à long terme. L'électricité représente un secteur extrêmement sensible. Nous l'avons vu pour le nucléaire civil dans des pays dont la presse a beaucoup parlé ces derniers temps. Le contrat à long terme nécessite que des

éléments de réponse nous soient fournis à son sujet par EDF et l'administration afin que nous puissions l'accepter.

M. Bruno Sido, président – Notons d'abord que Bruxelles semble estimer que les contrats à long terme vont à l'encontre du marché. Or, aujourd'hui, il existe un marché. Vous donnez l'impression de regretter le temps où le marché n'était pas dérégulé. Regrettez-vous en effet cette période-là ? En second lieu, face à la variation des prix de l'énergie et à l'interconnexion totale des réseaux, auriez-vous l'intention de produire votre propre électricité ? Vous seriez alors certains d'avoir un prix que vous connaissez.

M. Jean-François Roubaud, président de la CGPME – Pour une PME, il n'est pas matériellement possible de produire sa propre électricité. Par ailleurs, je ne suis pas l'homme du passé. Il faut être conscient qu'il existe un vrai problème et sans aller jusqu'à dire que nous voulons disposer d'un prix de l'électricité sur les vingt prochaines années, nos chefs d'entreprises ont cependant besoin d'une lisibilité à moyen terme. Or, celle-ci n'est pour l'heure pas suffisante. Il nous faut des tendances. Si le prix augmente de 50 % en quelques semaines, nous n'avons pas le temps de réagir par rapport à nos ventes. Si nous savons avant ce qu'il en est, nous pouvons travailler autrement. Le moyen terme sur l'énergie est d'au moins deux ans.

Par ailleurs, je ne suis pas certain qu'il existe une interconnexion totale de l'ensemble des réseaux. Nous ne disposons d'une interconnexion qu'entre trois ou quatre pays : la France, l'Allemagne, le Benelux.

M. Bruno Sido, président – Non, l'interconnexion est totale.

M. Jean-François Roubaud, président de la CGPME – L'incident du mois de novembre reposait cependant sur un problème de synchronisation.

M. Bruno Sido, président – S'il n'y avait pas eu d'interconnexion, il n'y aurait pas eu d'accident.

M. Pascal Labet, directeur des affaires économiques de la CGPME – Je voudrais, pour ma part, revenir sur l'époque où l'énergie et l'électricité étaient moins coûteuses. Il existait alors une compensation des charges de service public qui introduisait la notion d'aide publique et de subvention. Si nous ajoutons le prélèvement obligatoire, nous pouvons dire que l'entreprise qui payait l'impôt finançait une partie de la production ; il était donc tout à fait normal que nous ayons des tarifs assurés. Nous sommes bien conscients que les données ont totalement changé. Il existe un processus européen. La France y est intégrée et elle doit s'y soumettre. La directive de 2003 précisait clairement que des mesures spécifiques sont envisagées et envisageables pour la prise en compte de la vulnérabilité des plus petites entreprises. La dérégulation n'est donc pas totale. Le producteur d'électricité doit énormément investir pour entrer dans le nucléaire. Mais il existe une différence entre la charge constatée et la charge calculée : des

provisionnements massifs sont opérés en ce sens et le résultat passe de 7 milliards d'euros soumis à l'impôt à 3 milliards d'euros.

M. Bruno Sido, président – Quel est, dans une entreprise, l'intrant sur les prix duquel le chef d'entreprise a une visibilité à deux ou trois ans ?

M. Jean-François Roubaud, président de la CGPME – Prenons l'exemple d'un entrepreneur qui déménage à 300 kilomètres : il constitue un nouvel intrant pour EDF et, en tant que tel, il est soumis à un nouveau tarif.

M. Bruno Sido, président – Non ! Je veux parler des fournitures nécessaires à la production, comme le cuivre ou d'autres matières premières. Vous ne disposez pas non plus de maîtrise de ces coûts-là ?

M. Pascal Labet, directeur des affaires économiques de la CGPME – La maîtrise de ces coûts existe quand nous disposons d'une couverture. Il n'est pas normal qu'il n'y ait pas de couverture sur les matières premières : il est déraisonnable de ne pas disposer de couverture sur ce type de contrat. Il ne faut cependant pas confondre matières premières et fournitures stockées : ce n'est pas la même nature de coût.

M. Jean-François Roubaud, président de la CGPME – Je souhaite que Dominique Broggio revienne sur le problème de l'interconnexion.

M. Dominique Broggio, collaborateur du président de la CGPME – Selon nos sources, l'interconnexion, en ce qui concerne le transport de l'électricité, n'est assurée qu'entre l'Allemagne, le Benelux et l'Italie. Elle est congestionnée vers le Royaume-Uni. La qualité des transports vers les pays de l'Est laisse à désirer. Ces réseaux sont donc à renouveler. En matière d'approvisionnement et de transport d'électricité, il y a eu un manque d'anticipation pour pouvoir éviter le type d'événement qui s'est déroulé le 4 novembre 2006.

M. Bruno Sido, président – La qualité est une chose, l'interconnexion en est une autre, c'est un fait. Que pensez-vous des réseaux de transport ? Pensez-vous que la sécurité est suffisamment assurée par la qualité des réseaux de transport en France ?

M. Pascal Labet, directeur des affaires économiques de la CGPME – Il n'y a pas de problème au niveau français. A l'opposé du cas de la téléphonie, il existe un monopole de droit et de fait pour l'électricité. Le taux de rentabilité par rapport à l'investissement est de 7,25 % et le réseau de transport en tant que tel est tout à fait satisfaisant.

M. Bruno Sido, président – Ce taux de 7,25 % est-il normal par rapport à d'autres activités, trop élevé, ou au contraire trop faible pour permettre de renouveler et d'entretenir le réseau ?

M. Jean-François Roubaud, président de la CGPME – A partir du moment où nous n'avons pas de problème particulier sur le réseau de transport, cette marge nous paraît satisfaisante. Il faudrait l'augmenter s'il était nécessaire d'investir massivement sur les transports au niveau français.

Mme Elisabeth Lamure – Les PME ont-elles une démarche en matière d'économies d'énergie ? Vous faisiez allusion aux années 70 et à tous les grands slogans sur les économies de pétrole, mais dès que l'énergie est chère, des économies sont réalisées, et dès qu'elle l'est moins, toutes ces belles idées sont abandonnées. Qu'en est-il pour les petites entreprises ?

M. Jean-François Roubaud – Le problème de la petite entreprise est exactement celui du particulier. Mais certaines entreprises, celles qui consomment beaucoup d'énergie et qui intègrent dans leur prix de revient une part importante du coût de l'électricité, sont intéressées par les questions d'économie d'énergie.

M. Dominique Broggio, collaborateur du président de la CGPME – Face à cette fulgurante augmentation des prix de l'énergie, nous incitons les PME à se regrouper et à faire la chasse au gaspillage dans leur consommation, et également à anticiper sur les mutations technologiques et à se fournir en énergies renouvelables. Cependant, les coûts actuels de celles-ci ne sont pas vraiment à la portée des PME. Il faut réaliser des économies d'énergie du fait de contraintes européennes. Par ailleurs, la fiscalité joue aussi un rôle pour inciter le consommateur à faire des économies d'énergie. La fiscalité sur les entreprises ne doit cependant pas être renforcée sous couvert d'arguments environnementaux, comme nous avons pu le voir avec la taxe sur les véhicules des sociétés (TVS). Les PME ne savent parfois même pas qu'elles font des économies d'énergie dans leur production, elles ne communiquent pas assez sur le sujet. Enfin, s'agissant de l'éco labellisation, une PME sur deux dispose d'un écolabel, ce qui prouve qu'elles sont vraiment concernées par les objectifs environnementaux. Aujourd'hui, il est essentiel de contribuer au développement durable pour renforcer son image de marque.

M. Michel Billout, rapporteur – Si j'ai bien pris note de vos inquiétudes, je n'ai pas parfaitement compris ce que vous souhaitiez pour garantir une sécurité maximale. Ce qui vous paraît être le plus important, concernant les PME, tient à la tarification des coûts de l'énergie. Or, vous exprimez votre accord avec la déréglementation. Bruxelles considère d'ailleurs que la déréglementation est la solution à la question de l'approvisionnement, qui passe par un marché européen de l'énergie. Ce marché ne peut pas fixer un prix basé sur la production nucléaire puisqu'il faut permettre une certaine rentabilité des autres formes de production. Or, pour qu'existe un marché européen, il faut renforcer les interconnexions, ce qui représente des investissements lourds, et moderniser les outils de production, autrement dit les rendre attractifs, ce que ne permet pas l'existence de tarifs réglementés. Enfin, les contrats à long terme apparaissent anti-concurrentiels. Dans ce contexte, quelle garantie la déréglementation peut-elle vous apporter en termes de fixation des prix ? Par exemple, sur les marchés spot, une prévision à deux ou trois ans relève de l'impossible. Revendiquez-vous alors un traitement particulier pour les PME ? J'ai entendu dire que l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN) réclamait un tel tarif pour les industries

électro-intensives, ce qui ferait beaucoup de tarifs particuliers. Il me semble qu'il existe tout de même une contradiction très forte sur ce sujet.

M. Pascal Labet, directeur des affaires économiques de la CGPME – La déréglementation doit être prise comme un fait ; elle existe et s'impose à nous. Mais nous demandons une déréglementation maîtrisée et quantifiée. Nous ne réclamons pas un tarif réglementé spécifique pour les PME, mais la directive de 2003 parle de mesures en faveur des plus petites entreprises considérées comme vulnérables : à notre avis, la maîtrise et la planification y correspondent. Aucune mesure n'interdit en revanche que nous ayons des contrats de long terme en ce qui concerne l'approvisionnement, la fourniture d'uranium. Mais ce n'est pas la préoccupation des PME.

M. Gérard César – C'est la préoccupation d'EDF.

M. Pascal Labet – J'espère qu'il en sera tenu compte. En ce qui concerne la déréglementation et s'agissant des PME, nous ne sommes pas sur des marchés de type spot, qui concernent les distributeurs. Nous ne sommes pas non plus sur le front des électro-intensifs. Nous ne pouvons pas dire que nous sommes favorables ou opposés à un prix qui ne soit plus le tarif réglementé si nous ne savons pas quelle est la nature du prix facturé par les producteurs. Depuis quelques mois sévit une polémique sur le coût de production nucléaire : l'explosion des prix serait liée à la forte augmentation des coûts marginaux, c'est-à-dire le coût le plus élevé qu'il faudrait appliquer s'il s'agissait d'une facture hors nucléaire. Le ministère et EDF ne nous expliquent pas ce fait. Nous avons la certitude, pour l'instant, que la maîtrise et la planification apporteront un début de solution.

L'autre question consiste à nous demander pourquoi un tarif réglementé a été mis en place, alors que tout fonctionnait très bien avant. Il n'y a pas d'opposition dans notre démarche, mais l'Europe ne doit pas se contredire en autorisant certaines mesures dérogatoires. Il nous faut un embryon de réponse et non une explosion des prix comme nous avons pu le voir. Dans le même groupe, certaines filiales défranchisées ont eu à connaître un coût de l'énergie électrique de 40 à 50 % plus élevé qu'auparavant. La loi de l'offre et de la demande doit être rationnelle. La marge de l'entreprise ne constitue pas une donnée malléable. Dans le domaine de l'énergie, qui est un monopole naturel, aucun choix ne peut être opéré.

M. Gérard César – Le même problème se pose pour toutes les matières premières dont les PME ont besoin. Que représente la part de l'énergie par rapport aux autres intrants ?

M. Pascal Labet – L'électricité n'est pas une matière première mais représente un coût incompressible. Nous ne cherchons pas à garantir le prix, mais nous voulons que les conditions de sa formation nous soient expliquées, pour pouvoir mieux le maîtriser. Une entreprise semi-publique se doit de communiquer ses coûts.

M. Gérard César – EDF refuse-t-elle de garantir des prix sur deux ou trois ans ?

M. Pascal Labet – Le sujet n'a pas été abordé. Ce que nous souhaitons, c'est connaître la typologie des différentes énergies. Nous ne pouvons pas prendre parti sans disposer de toutes les informations.

M. Bruno Sido, président – Nous nous situons quand même dans le monde de l'entreprise avec ce coût du marché, ces coûts marginaux. Vous nous parlez sans cesse d'EDF. Vous savez cependant très bien que quand vous achetez un électron, vous ne savez pas d'où il provient. Dès lors, les prix s'alignent obligatoirement sur les coûts marginaux, que vous connaissez mieux que quiconque. Je ne comprends donc pas ce qui vous étonne sur ce point.

M. Pascal Labet – La proportion, la répartition entre la production nucléaire et les autres types de production restent peu claires. Les autres types de production n'interviennent que lors des pics ; il existe donc une incohérence. En théorie, 78 % des prix devraient s'aligner sur le nucléaire.

M. Bruno Sido, président – Il existe tout de même un marché européen, un électron européen. Or, il n'existe que 20 % de nucléaire européen.

M. Jean-François Roubaud, président de la CGPME – Les prix sont beaucoup plus importants pour les pays qui produisent de l'électricité à partir du pétrole ou du charbon.

M. Bruno Sido, président – Une partie de vos mandants n'achète peut-être pas leur électricité à EDF mais en Allemagne ?

M. Jean-François Roubaud – Les seules exceptions que je connaisse concernent la grande distribution. Globalement, nos PME sont fournies par EDF.

M. Bruno Sido, président – Pour parler bref, vous ne croyez pas au marché pour l'électricité.

M. Jean-François Roubaud – Je veux bien croire au marché pour l'électricité mais aujourd'hui, le marché n'est pas sur le prix du marché ! Il est sur le coût marginal et non sur le prix de la production. Où est le vrai marché ?

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Quelle est votre opinion sur l'opposition entre un marché libre et un marché réglementé ? Que préféreriez-vous ?

M. Jean-François Roubaud – Nous souhaiterions avoir un peu plus de transparence et un peu plus de pérennité sur quelques mois, voire un an.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Il s'agit alors d'un marché qui est déjà réglementé. Il est donc important pour nous de savoir que, dans ce domaine-là, le secteur de l'entreprise préfère avoir des orientations un peu plus cadrées pour mieux gérer ses coûts de production.

M. Pascal Labet, directeur des affaires économiques de la CGPME – Nous avons du mal à nous expliquer comment, entre avril 2005 et avril 2006, nous avons pu assister à une augmentation de 48 % du prix de l'électricité. Nous pouvons légitimement le comprendre pour les matières premières, comme le cuivre. Mais nous avons des difficultés à appréhender une telle amplitude sur une période aussi courte pour l'électricité.

M. Bruno Sido, président – Nous voyons bien que cette idée même de marché de l'électricité a du mal à pénétrer. Mais, dans une Europe où l'électricité est produite à 80 % par d'autres sources que le nucléaire, comment pouvons-nous imaginer, quand le prix du pétrole ou du gaz fluctue, que celui de l'électricité s'aligne sur le coût de production le plus bas ?

M. Jean-François Roubaud, président de la CGPME – Nous ne sommes pas pour l'alignement au plus bas, nous cherchons simplement à comprendre pourquoi le prix de l'électricité a augmenté de 48 % en quelques mois, alors que rien ne le justifiait sur un plan technique : la France n'a pas fermé de centrale nucléaire et ni demandé aux Polonais de nous fournir en électricité.

M. Bruno Sido, président – En effet, les Polonais ou les Hongrois auront l'opportunité d'acheter de l'électricité moins chère d'origine française et, par conséquent, de diminuer leurs propres prix. Vous connaissez mieux ce mécanisme que moi. Nous avons bien noté votre souci de disposer d'une lisibilité à moyen terme. Nous vous remercions d'avoir répondu à notre invitation.

M. Jean-François Roubaud – Nous vous remercions et vous enverrons des compléments d'information.

Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN)

14 mars

M. Laurent Chabannes, président

M. Bruno Sido, président – Nous accueillons maintenant M. Laurent Chabannes, en sa qualité de président de l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN). Il va nous présenter ses réflexions sur la sécurité de l'approvisionnement électrique en France. Cette question entretient des liens avec les autres énergies et avec la politique européenne. Vous pourrez présenter dans un premier temps l'UNIDEN, son rôle et sa place dans la problématique, puis vous pourrez, dans un second temps, nous livrer votre point de vue sur la question. Viendra ensuite le temps des questions.

M. Laurent Chabannes, président de l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN) – L'UNIDEN regroupe les industriels pour lesquels le coût de l'énergie est une composante essentielle du prix de revient. Elle compte une trentaine de membres et représente une part importante de la consommation industrielle française.

Je tiens d'abord à vous remercier de nous avoir invités à participer à ces débats. Cette intervention constitue une bonne opportunité de nous exprimer à nouveau sur un sujet vital pour nous, et pour lequel nous nous battons depuis quelques années. Je pourrais par ailleurs répondre à vos éventuelles questions en ma qualité de président d'Exeltium, consortium d'achat à long terme d'électricité. M. Jean-Philippe Bénard, qui m'accompagne, est le président de la commission électricité de l'UNIDEN. Nous avons préparé un exposé assez bref, qui, nous l'espérons, donnera lieu à des débats. Je laisse à Jean-Philippe Bénard le soin de lancer la discussion.

M. Jean-Philippe Bénard, président de la commission électricité de l'UNIDEN – Nous souhaitons d'abord vous montrer que la question de l'indépendance électrique est fortement liée à celle de l'ouverture du marché de l'électricité, du fait des directives européennes et également du « paquet énergie » que la Commission européenne a présenté en janvier dernier. Nous effectuerons ensuite un bref rappel sur l'évolution de ce marché, en soulignant son étroite dépendance avec le mix énergétique des différents pays. Enfin nous mettrons en relation la sécurité d'approvisionnement, les choix politiques et les impacts sur le marché.

J'évoquerai d'abord l'ouverture des marchés. Les événements de l'année 2006 marquent de graves dysfonctionnements dans ce processus avec :

– une baisse de la consommation industrielle de 11 % en 2006 et de 4 % en 2005. Le rapport de RTE en fait état, et l'explique en grande partie par l'évolution du prix de l'électricité ;

– la mise en place d'Exeltium, consortium d'électro-intensifs, avec des contrats à long terme. Ce groupement a été favorisé grâce à la loi de

finances rectificative pour 2005, qui a posé le cadre du montage. Sans intervention publique, ce montage aurait été difficile ;

– la création du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TARTAM), votée à la fin de 2006. Cette disposition offre la possibilité d'un retour provisoire aux tarifs, avec une pénalité de 23 % pour un consommateur important. Les conditions de ce retour sont donc supérieures à la compétitivité réelle du parc de production français et limitées en durée ;

– l'enquête sectorielle de l'Union européenne de la direction générale de la concurrence, ainsi que le « paquet énergie ». Ce dernier élément, témoin d'un dysfonctionnement, ne remet toutefois pas en cause le problème de fond, qui est l'organisation du marché.

Nous pouvons rappeler les attentes des consommateurs vis-à-vis de l'ouverture de ce marché.

M. Laurent Chabannes, président de l'UNIDEN – Les consommateurs s'attendaient à pouvoir négocier librement avec les producteurs, dans le cadre d'appels d'offres. Ils comptaient se baser sur des profils de consommation, stables et prévisibles et les outils de production correspondants, donnant aux acteurs transparence et visibilité à long terme sur le parc et les prix. Nous avons ainsi pu mettre en concurrence les producteurs, jusqu'à ce que la réalité du « marché de gros » nous rattrape.

Le « marché de gros » est un marché de commodités. Il faut donc se référer au prix dicté par le cours de bourse qui interdit toute négociation. Plus le consommateur est important, plus il est pénalisé, car les transactions de ce marché se réalisent sur des petites quantités. De fait, la concurrence porte uniquement sur l'optimisation du négoce de la fourniture (0,5 % à 1 % du prix de l'énergie) et il n'existe aucune concurrence à la production. De plus, ce « marché de gros » suit des évolutions aberrantes par rapport à la réalité du mix de production des producteurs.

M. Jean-Philippe Bénard, président de la commission électricité de l'UNIDEN – Pour mémoire, je précise que le « paquet énergie » de la Commission européenne a trois grands objectifs : compétitivité, durabilité et sécurité d'approvisionnement. Il n'existe cependant pas de mesures précises susceptibles de corriger la dérive des marchés et donc d'améliorer la compétitivité. L'évolution du « marché de gros » a suivi un alignement sur le coût de production d'une nouvelle centrale au charbon ou au gaz naturel. En effet, ce type de centrale est la référence de l'indice européen du prix de l'électricité qui doit être prochainement fixé. Par conséquent, les producteurs historiques, qui ont des outils plus compétitifs que ces outils de référence, bénéficient d'une rente de situation exceptionnelle.

Il est intéressant d'observer l'évolution des prix de « marché de gros » aux Pays-Bas, en Allemagne et en France. L'évolution indique un passage de 22 ou 23 euros par mégawattheure (MWh) en 2002 à 50 euros par MWh en 2007, soit une hausse de 117 %. Vous remarquerez la

convergence des prix pour les trois pays, alors que les mix énergétiques sont fondamentalement différents. Si les prix observés aux Pays-Bas ont été historiquement plus élevés, l'écart avec la France et l'Allemagne est maintenant minime, tandis que ceux de ces deux pays sont quasiment alignés, bien que l'Allemagne utilise davantage le charbon et inclut le coût du CO₂ dans son prix.

M. Laurent Chabannes, président de l'UNIDEN – Ces évolutions expliquent les bénéfices d'EDF et des producteurs allemands, du fait de leurs coûts de production très bas. Les producteurs allemands ont bénéficié d'allocations de CO₂ importantes (90 % de CO₂ gratuit), mais ont répercuté 100 % du prix du marché du CO₂ dans le prix de l'électricité, selon un effet d'aubaine extraordinaire.

M. Jean-Philippe Bénard, président de la commission électricité de l'UNIDEN – Le niveau des tarifs réglementés pour un client industriel raccordé en très haute tension à 225 kV est d'environ 28 euros par MWh, et le TaRTAM d'environ 35 euros par MWh.

Je me permets maintenant de rappeler les caractéristiques de l'électricité, qui rendent ce produit inadapté modèle de marché qui nous est proposé. Premièrement, l'électricité n'est pas une commodité, et ne peut être échangée sur un marché fixant un prix à terme unique et qui ne tiendrait pas compte du mode de production. En effet, l'électricité, contrairement au pétrole par exemple, ne se stocke pas. De plus, la consommation est inélastique au prix.

M. Bruno Sido, président – Elle est tout de même un peu élastique, sur le court terme.

M. Jean-Philippe Bénard, président de la commission électricité de l'UNIDEN – Sur le court terme, il existe certes certains moyens d'effacement, mais l'électricité ne peut être remplacée. Par rapport au marché de commodités, ces éléments créent un déséquilibre des pouvoirs de marché entre le producteur et le consommateur. En outre, il n'existe pas d'unicité du produit : un électron nucléaire n'a pas la même valeur qu'un électron provenant d'une centrale à charbon, au gaz naturel, ou d'une installation éolienne ou hydraulique. Les plates-formes électroniques, sur lesquelles s'échange l'électricité, ont retenu le modèle du marché de « commodités » comme modèle unique, développant ainsi des rentes d'opportunité pour les acteurs en place. Ce marché de gros a fait converger les prix vers celui d'une centrale de production « classique », ceci uniquement pour permettre aux concurrents d'entrer sur le marché et de rentabiliser ces nouvelles installations. De même, comme il n'existe pas d'unicité de l'offre, il n'existe pas d'unicité de la demande. Il peut s'agir soit de besoins de base, stables et à long terme, comme les besoins industriels, soit de besoins de pointe, relatifs aux changements climatiques par exemple, soit de besoins de réserve rapide, pour faire face aux aléas techniques du réseau. Ces caractéristiques de consommation et de production sont éloignées du marché de commodités.

Deuxièmement, le marché de gros est adapté à la problématique de l'ajustement, c'est-à-dire de l'équilibre à court terme, mais pas à celle des besoins de base à long terme.

Le résultat de tout ceci est qu'il permet aux acteurs historiques de jouir de rentes de situation et les rémunère bien au-delà des besoins de renouvellement du parc. On peut lire dans la presse que l'un des objectifs de ce marché est de définir un prix permettant le renouvellement des centrales, mais le marché tel qu'il est construit actuellement entraîne des rémunérations excessives, comme l'indiquent les résultats des principaux producteurs d'électricité.

M. Laurent Chabannes, président de l'UNIDEN – Concernant le bouquet énergétique, le parc français, composé à 80 % d'énergie nucléaire et à 10 % d'énergie hydraulique, est très compétitif pour la production en base. La France ne connaît pas de contrainte en base à court terme, et l'offre est disponible sans problème d'approvisionnement. Sur un marché fonctionnant bien, les applications de prix devraient être inférieures à celles qui sont en vigueur actuellement. En revanche, la France se heurte à un réel problème en pointe, renforcé par le développement des éoliennes. Aussi, selon nous, le choix de la France pour une PPI est essentiel : le bouquet énergétique doit rester une décision nationale. Opter pour la production nucléaire constitue un choix politique et non un choix de « marché ». Si seul le mécanisme de marché comptait, le nucléaire n'aurait pas été préféré.

Ce choix répond à trois objectifs :

- préserver la compétitivité de l'économie française, l'UNIDEN ressent fortement cet aspect, puisqu'une importante partie de ses membres est concernée par la question, notamment en termes d'emploi régional ;
- assurer l'indépendance énergétique de la France ;
- diminuer les émissions de CO₂.

Cependant, si le premier objectif n'est pas respecté, comment continuer à justifier ce choix ? Nous ne plaidons pas pour le « tout nucléaire », mais indiquons que si la production nucléaire n'existe plus en France, et si les mécanismes de marché nous empêchent d'en tirer parti, une grande partie de la consommation d'électricité disparaîtra d'ici sept ans.

M. Bruno Sido, président – Par quoi sera-t-elle remplacée ? Faudra-t-il délocaliser ?

M. Laurent Chabannes, président de l'UNIDEN – Les producteurs d'aluminium ou de chlore par exemple devront se poser la question lorsque leurs contrats d'approvisionnement arriveront à échéance. Le phénomène s'est d'ailleurs déjà produit au cours des deux dernières années.

M. Bruno Sido, président – Comment s'est traduite cette baisse de la consommation des électro-intensifs ? A-t-elle consisté en une fermeture de

sites de production, une meilleure utilisation de l'électricité, des délocalisations ?

M. Laurent Chabannes, président de l'UNIDEN – Par exemple, l'usine d'aluminium de Lannemezan a fermé. Les usines d'enrichissement d'uranium ne peuvent également plus fonctionner sur la base des prix du marché de l'électricité. A l'horizon 2012, une dizaine de térawattheures (TWh) sont sous la menace de la fin des contrats existants. Si aucune solution n'est trouvée, ces usines seront amenées à fermer.

Le parc nucléaire français tient compte de la structure de la demande d'électricité française, mais il n'est pas optimisé en base. Les taux d'utilisation y sont inférieurs à ceux constatés à l'étranger, parce que la production nucléaire est modulée. Si la consommation en base disparaissait, l'optimisation du nucléaire serait encore moindre.

M. Bruno Sido, président – Cependant, compte tenu de vos remarques, rien n'interdit à EDF de passer des contrats en dehors des sous-marchés. En effet, EDF tâchera a priori d'éviter de se saborder.

M. Laurent Chabannes, président de l'UNIDEN – Je peux difficilement répondre à cette question. Toutefois, jusqu'au vote de la loi de finances rectificative pour 2005, définissant les industries électro-intensives, l'offre à long terme était impossible. Aussi tous les producteurs d'électricité, et pas seulement EDF, se réfugiaient derrière le fait que Bruxelles interdisait les contrats à long terme. L'argumentation de Bruxelles repose sur l'idée que l'existence de contrats à long terme, ou leur surnombre, pourrait geler le marché de gros. Cette idée constitue pour nous un paradoxe, puisque nous considérons que les conditions de fonctionnement actuelles du marché de gros sont telles qu'elles favorisent toute forme de collusion tacite. Ce problème n'est du reste pas seulement français. Issu d'un groupe possédant de nombreuses usines en Europe, je peux témoigner du fait que la situation française n'est pas la plus mauvaise. Nous condamnons donc, pour les raisons précitées, ce système de marché de gros. Je ne cache cependant pas que nous ne sommes pas toujours écoutés avec une oreille amicale. Les dispositifs français présentent au moins le mérite de prendre en compte nos remarques, même s'ils sont contestés à Bruxelles. Je signale d'ailleurs que l'accord final d'Exeltium est suspendu à l'obtention d'une forme de nihil obstat de la direction générale de la concurrence.

M. Jean-Philippe Bénard, président de la commission électricité de l'UNIDEN – Nous constatons que le « paquet énergie » de l'Union européenne se focalise sur l'accès au réseau, c'est-à-dire sur l'unbundling et le pouvoir des régulateurs. Nous pensons que ce sujet, bien qu'important, n'est pas le cœur du problème. L'observation du marché français révèle que le marché de gros ne fonctionne pas, alors que l'accès actuel au réseau est facile et non-discriminatoire.

M. Laurent Chabannes, président de l'UNIDEN – Au contraire, nous sommes très satisfaits du mode de fonctionnement du réseau français. La

séparation patrimoniale n'améliorera pas la situation, donc nous n'exerçons aucun lobbying pour séparer RTE d'EDF. Vous livrant mon expérience, je peux affirmer que la France est exemplaire de ce point de vue : l'accès au réseau est garanti de façon équitable, et nous nous en félicitons. Nous remarquons simplement que l'unbundling n'est pas le vrai problème.

M. Jean-Philippe Bénard, président de la commission électricité de l'UNIDEN – D'ailleurs, l'ensemble des clients de RTE, consommateurs, utilisateurs de réseau et négociants, reconnaissent que le système français est performant et parfaitement non-discriminatoire. Pourtant le marché de gros est défaillant, y compris en France. Se concentrer sur l'unbundling et le pouvoir des régulateurs ne permet pas de régler les dysfonctionnements du marché, que la Commission a pourtant remarqués.

A notre avis, le « paquet énergie » de la Commission européenne n'aborde pas le problème lié à la hausse inconsidérée du marché. Pourtant, la direction générale de la concurrence a lancé une enquête sectorielle à ce sujet, consciente que le problème est réel. La courbe précédemment présentée l'indiquait : l'ouverture des marchés conduit au début à une baisse, mais surtout à une explosion des prix après quelques années. De fait, Bruxelles ne s'attaque pas à la cause de ce problème : le design de marché, ou modèle de marché, consistant à fixer un indice unique de l'électricité en Europe, alors que les moyens de production d'électricité y sont très variés. Bruxelles ne se préoccupe pas non plus de la rente de situation laissée aux producteurs, y compris d'autres pays européens.

Il nous semble qu'au contraire, parmi ses objectifs, le « paquet énergie » paraît fixer le marché intégré, c'est-à-dire le marché unique européen, comme le but ultime. Cette optique va se traduire par l'accélération de la convergence des prix. En effet, le prix de l'énergie en France, composée de 80 % de nucléaire et de 10 % d'hydraulique, devra alors être identique à celui de la centrale de référence, basée sur l'énergie fossile, afin de permettre l'entrée de nouveaux acteurs ! Cette logique est absurde : pour créer une pseudo-concurrence à la production avec les outils les moins compétitifs, il est demandé à chacun de payer le niveau de prix correspondant à ces outils.

Comment donc marier ce marché avec les politiques énergétiques qui impactent directement les coûts de production, comme le choix du nucléaire ? Cette question revient à se demander comment rendre aux consommateurs les fruits des politiques énergétiques du passé. Nous souhaiterions à ce titre formuler une proposition, ou en tout cas donner un bon exemple. En effet, le Québec, dont plus de 90 % de la production électrique est hydraulique, a pensé qu'intégrer cette filière dans un marché conduirait à des rentes de situation pour le producteur et à des prix non compétitifs pour les consommateurs. Il a donc décidé de créer un « tarif patrimonial » proposé à l'ensemble des consommateurs, pour environ 95 % de la consommation. Ce tarif est basé sur l'idée que toute la production hydraulique appartient au patrimoine national. Pour résoudre les difficultés liées à la future hausse de consommation d'électricité, il a été décidé d'introduire un mécanisme de mise en

concurrence. En effet, l'hydraulique ne pourra bientôt plus subvenir aux besoins du Québec. La mise en concurrence se traduira par une part du tarif payé par les consommateurs, de l'ordre de quelques pourcents, au fur et à mesure de l'entrée en service de nouvelles centrales. Il se produira donc une superposition d'un tarif patrimonial lié à l'outil hydraulique d'une part, avec d'autre part un faible pourcentage lié aux nouveaux outils, plus chers que l'hydraulique, mais les meilleurs du marché du moment.

Ce concept de « tarif patrimonial énergie » mérite d'être considéré en niveau européen, afin de prendre en compte les parcs de production relevant de choix politiques structurants antérieurs. Ce sujet dépasse le cadre français. En effet, d'autres pays européens pourraient également mettre à disposition de leurs consommateurs la « manne électrique ». Comme le montre le cas du Québec, nous pensons que ce dispositif peut coexister avec un dispositif de libre concurrence, garantissant les nouveaux investissements, et évitant la sur-rémunération des acteurs historiques. La compétitivité pourrait ainsi revenir au profit de l'ensemble de la collectivité.

M. Laurent Chabannes, président de l'UNIDEN – En outre, notre expérience nous montre que les multiples pays ayant vécu une libéralisation ont connu, après cette phase initiale, un retour généralisé à des mécanismes de régulation. Cela concerne même les pays les plus libéraux. Le fait que l'Europe n'en prenne pas acte, et reste figée dans ses certitudes, est paradoxal. Nos constats sont pourtant empiriques. Nous assistons ainsi à des situations paradoxales, où après qu'un marché a été créé, des pouvoirs dominants pires qu'un monopole ont été établis. En effet, le monopole, lui, a au moins le mérite d'être contrôlé.

M. Henri Revol – Je souhaiterais que vous reveniez au premier document que vous avez présenté, indiquant la baisse de 11 % de la consommation de vos membres. En effet, vous l'expliquez uniquement par l'augmentation des tarifs de l'électricité. Est-ce la seule raison, ou cette évolution témoigne-t-elle de la conjoncture générale de notre industrie ?

Concernant les solutions, il est évident que si un nouveau producteur souhaite entrer sur le marché, il ne vous facturera pas son électricité 20 % moins cher que le tarif du marché. N'auriez-vous donc pas intérêt à vous constituer société de production et à créer votre propre centrale de production ? Ainsi, cette centrale pourrait vous offrir ces réductions de 20 %. Je n'envisage pas d'autres solutions.

M. Laurent Chabannes – Vous imaginez bien que cette question nous a traversé l'esprit. D'ailleurs, certains de nos membres possèdent des moyens de productions dans d'autres zones du monde, ou même en France. Ils détiennent parfois une centrale hydraulique dans une zone montagneuse. Je pense que nous nous plaignons à raison d'un marché qui fonctionne mal, et d'un pouvoir dominant s'exerçant à notre détriment. Ce premier souci existe en tout état de cause. Il ne doit cependant pas justifier automatiquement la production personnelle d'électricité. Nous souhaiterions d'abord pouvoir

accorder une confiance raisonnable aux mécanismes de marché. Nous sommes d'ailleurs très bien placés pour savoir ce qu'est un marché performant. Du fait de nos multiples activités, nous possédons en effet des expériences qui méritent d'être écoutées.

Je vais parler maintenant d'Exeltium. Son objectif consistait à s'adosser au nucléaire. Nous nous sommes déclarés prêts à fournir la somme correspondant au coût d'investissement, de façon à pouvoir ensuite obtenir l'énergie au prix de revient. Nous avons accepté de prendre les risques du nucléaire, c'est-à-dire d'éventuels mauvais fonctionnement des centrales, moratoire nucléaire, retard ou surcoût liés à la construction de la centrale de Flamanville. En revanche, nous avons refusé d'être opérateur nucléaire. Je ne suis d'ailleurs pas certain de notre droit de l'être. Il est clair qu'en France -car c'est le pays qui nous préoccupe- la seule source d'énergie électrique susceptible de répondre à nos besoins est le nucléaire. L'une des raisons pour lesquelles demeurent encore de nombreuses industries papetières, d'aluminium et de chlore, entre autres, est d'ailleurs son existence. Pour nous, la réponse adaptée est Exeltium et j'espère que nous pourrions mener à terme notre démarche. De fait, je me demande pourquoi les industriels installés en France ne pourraient pas bénéficier de l'atout principal de la France, qui est sa production électronucléaire : en effet, la France a pris tous les risques associés à la production nucléaire mais elle est privée de ses bénéfices. Ceci nous renvoie à l'objectif de l'Union européenne de fixer un prix unique, qui est une vraie question politique dont la réponse conduira les industriels implantés en France à tirer des conclusions très pragmatiques.

Certains d'entre nous ont pensé à des associations pour réaliser en Europe des projets de centrales au charbon. Cependant, malheureusement, le risque lié aux émissions de carbone n'a pas permis d'aboutir aux objectifs de compétitivité fixés. Nous pouvons par contre espérer les atteindre avec le nucléaire, même s'il n'existe pas de certitude. Nous avons maintenant posé la question et apporté un début de réponse, que nous espérons concrétiser.

M. Bruno Sido, président – Pouvez-vous nous donner plus d'explications sur Exeltium, concernant sa composition, son mode de fonctionnement...

M. Laurent Chabannes – Exeltium s'est constitué en mai 2006, à partir d'un appel d'offres lancé auprès de 17 producteurs européens. Nous avons obtenu cinq réponses.

M. Bruno Sido, président – Par qui a-t-il été créé ?

M. Laurent Chabannes – Il a été fondé par sept groupes : Air Liquide, Arkema, Solvay, Alcan, Rhodia, Arcelor et UPM. Nous avons donc lancé un appel d'offre sur la base des besoins de ces sept groupes, mais également de tous ceux qui sont éligibles au terme de la loi de finances rectificative pour 2005. Il est en effet prévu que les entreprises qui le souhaitent et qui répondent aux critères d'éligibilité, puissent nous rejoindre à l'occasion d'une augmentation de capital. D'ailleurs, elles possèdent des

représentants au conseil de surveillance d'Exeltium et nous les tenons informées des actualités.

Les cinq réponses obtenues se sont aujourd'hui réduites à deux. Nous avons signé un protocole d'accord avec EDF le 15 janvier, date qui indique que le processus a été long. Il est le seul avec qui nous avons signé un document. Nous sommes aujourd'hui dans la phase de finalisation de ce contrat. J'espère qu'il sera rapidement signé. Parmi d'autres, il est soumis à une clause suspensive particulière, à savoir l'obtention d'une forme de nihil obstat de la Commission européenne. Avec le Conseil de surveillance, j'ai tenu la Commission informée du contenu du projet tout au long de l'année 2006. Nous allons maintenant le présenter conjointement avec EDF, sachant que nous plaillons pour un contrat de partenariat industriel et non commercial stricto sensu, puisque nous sommes complètement associés aux industriels. Il est prévu que le calendrier démarre le 1er juillet 2007, ce qui signifie qu'avant cette date, plusieurs milliards d'euros devront avoir été levés. Il faut également nous organiser avec la cinquantaine d'autres membres intéressés, qui ne nous ont pas encore donné d'accord pour leur entrée.

M. Henri Revol – La baisse de 11 % de la consommation en 2006 est considérable, et même catastrophique. Pouvez-vous nous fournir des explications supplémentaires ?

M. Laurent Chabannes – Je n'ai pas effectué d'étude détaillée, mais je pense que ce chiffre contient la partie liée à la séparation isotopique. Il faut donc en avoir le même type de lecture que celle consacrée aux sondages.

M. Henri Revol – S'il correspondait à la baisse réelle, ce chiffre serait inquiétant.

M. Laurent Chabannes – Cette baisse est réelle.

M. Henri Revol – Oui, mais elle peut s'expliquer en grande partie par l'arrêt de l'usine de séparation isotopique. Sinon, elle serait catastrophique.

M. Jean-Philippe Bénard, président de la commission électricité de l'UNIDEN – Ce chiffre représente l'équivalent d'une centrale nucléaire. Autrement dit, la capacité de base a été d'autant plus libérée pour le marché. Ainsi, la consommation a diminué, et l'offre a augmenté. Dans le cadre d'un marché normalement constitué, les prix auraient dû beaucoup baisser. Tel n'est pourtant pas du tout le cas.

M. Michel Sergent – Lorsque nous rencontrons l'opérateur historique localement, en tant que responsables de syndicats départementaux ou en tant que concédant aux réseaux de distribution, il explique qu'il est impossible de réaliser des investissements supplémentaires pour une somme limitée car ses prix sont réglementés, et qu'il faut prévoir le transport et le renouvellement des centrales nucléaires. Il me semble pourtant que ces coûts de renouvellement sont largement surestimés et ne reflètent pas la réalité.

Pourriez-vous davantage nous expliquer ce point ? En effet, les propos qui nous sont tenus indiquent le contraire, ou alors je vous ai mal compris.

M. Jean-Philippe Bénard – Nous n'avons peut-être pas été suffisamment clairs. Il nous est indiqué que le marché, tel qu'il est, doit permettre de justifier de nouveaux investissements. Or, étant donnée la compétitivité du parc existant, quel que soit le pays considéré en Europe, il permet de rémunérer les acteurs largement au-delà des besoins de renouvellement du parc. Il existe donc bien des fonds pour renouveler le parc. De plus, pour la production en base en tout cas, nous étions servis en France à moyen terme. Nous ne connaissons donc que des problèmes de pointe. Je lisais dans une revue spécialisée que la France devient pourvoyeur de base de l'Europe, et achète sa fourniture de pointe à l'extérieur. Telle est effectivement la réalité. Dans un marché normalement constitué, ce phénomène devrait se retrouver dans les prix : la base devrait être beaucoup moins coûteuse qu'actuellement et la pointe beaucoup plus onéreuse.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Je voudrais remercier le président de son intervention, mais elle nous laisse un peu perplexes quant à la compréhension des problèmes. En effet, une série de contradictions ne sont pas levées. Ainsi, vous signalez votre opposition au marché de gros, mais vous y avez cru à une période, sans quoi vous n'auriez pas connu ces difficultés. Pourquoi avoir choisi à ce moment-là de vous écarter du tarif administré ? Est-ce une erreur et la reconnaissez-vous ? Était-elle liée au contexte ambiant ? Autrement dit, vous semblez être libéraux lorsque ce choix est gagnant et revenir à un marché plus réglementé dans le cas contraire. Vous parlez notamment de sur-rémunération, mais à quoi correspond-elle dans le cadre de l'économie libérale ? Il s'agit bien, dans le cadre de l'économie libérale, de gagner de l'argent. Existe-t-il une sur-rémunération lorsque le parc fonctionne ? Par ailleurs, un autre problème se présente, d'ordre technique : dans l'un de vos documents, vous expliquez que la France possède un réel problème en pointe, mais est-il tellement différent de celui de ses partenaires ? N'est-il pas au contraire généralisé et est-il nécessaire de mettre la France en exergue ? Il me semble que la situation en période de pointes est identique dans tous les pays.

En tant que partisan de l'économie de marché, je trouve qu'une autre contradiction émerge de vos propos. Vous cherchez en effet à montrer que le prix varie suivant le prix de revient, mais en économie de marché, celui qui produit une marchandise au meilleur prix, quelles que soient les techniques utilisées, apporte au bien commun. Il faut être clair : le marché n'est pas destiné à ne vendre qu'au prix de revient. Ces éléments forment-ils des contradictions ou les mettez-vous au contraire en valeur parce qu'ils vous servent ? Pouvez-vous nous l'expliquer ?

M. Laurent Chabannes, président de l'UNIDEN – Vous avez posé beaucoup de questions, mais concernant le dernier point, je vous ferai remarquer que ce sont les producteurs d'électricité qui jugent normal que le

prix de marché de l'électricité se fixe sur le niveau de prix marginal permettant de développer de nouvelles centrales, et non nous-mêmes.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Ce ne sont cependant pas les producteurs qui fixent les prix de marché, mais le marché.

M. Laurent Chabannes – Je vais venir sur ce point. Concernant le marché de gros, nous ne l'avons jamais réclamé. Sa création ne figure pas dans les directives. Quand celles-ci ont été mises en œuvre, certaines personnes ont très gentiment commencé à nous expliquer qu'un marché de gros allait être organisé et à nous inviter à des réunions. Nous avons indiqué dès le départ notre opposition.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Vous n'étiez cependant pas obligés de l'utiliser.

M. Laurent Chabannes – Malheureusement si.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Pourquoi ?

M. Laurent Chabannes – Lorsqu'il propose une offre, le fournisseur précise qu'il doit gérer certains risques liés au développement du marché de gros. En réalité, il n'offre donc que le prix de gros, même si stricto sensu les volumes en KWh correspondants ne sont pas traités sur le marché de gros. Il nous est donc indiqué que le prix correspond à celui du marché de gros. Nous sommes fondamentalement en désaccord avec ce fonctionnement et nous le refusons. C'est pourquoi nous passons par des systèmes différents. Nous pourrions bien sûr l'accepter s'il s'agissait d'un vrai marché de commodités. Encore une fois, tel n'est pas le cas. En outre, un petit oligopole sur un tel marché de gros, avec une consommation obligée, crée, selon nous, des formes de collusion tacite. Aucun contrepouvoir ne s'oppose aux producteurs.

Cependant, et vous avez raison en ce sens, nous avons effectivement demandé la libéralisation du marché. Si nous avions été plus cultivés, et si nous avions mieux observé la situation dans d'autres pays du monde, nous aurions agi autrement. Nous avons été à l'origine de ce fonctionnement et nous le regrettons beaucoup.

M. Bruno Sido, président – Vous n'aviez pas prévu l'« effet boomerang » qui a suivi.

M. Laurent Chabannes – Certes, mais les événements survenus dans d'autres parties du monde ont montré qu'après la phase de libéralisation, une phase de « réorganisation » est apparue.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Concernant le problème de la pointe, le mix énergétique français présente-t-il des caractéristiques vraiment différentes de celles qu'on observe ailleurs ? En effet, il existe un problème en pointe, mais il ne concerne pas que la France.

M. Jean-Philippe Bénard, président de la commission électricité de l'UNIDEN – Le problème en pointe affecte sans doute les autres pays, mais nous reprenons simplement ici les prévisions pluriannuelles de RTE.

Celui-ci, garant de l'équilibre entre les demandes à terme, signale lui-même le problème en pointe à court terme. Cette information ne provient pas des consommateurs, mais du gestionnaire du réseau de transport, indépendant, qui réalise le bilan entre l'évolution en pointe et l'évolution en base. Il me semble d'ailleurs qu'ici même le président d'EDF a fait état de l'évolution très forte de la consommation en pointe, bien supérieure à celle observée en base. D'après le compte-rendu de ses propos, nous pourrions en base l'Europe, et achetons la pointe ailleurs. Ainsi, vraisemblablement des pays sont excédentaires en pointe, alors que la France en est relativement déficitaire.

M. Michel Billout, rapporteur – Veuillez excuser mon ton un peu direct, mais si je comprends bien votre exposé, vous êtes en train d'expliquer que la libéralisation du marché de l'énergie risque d'être responsable de la disparition de l'industrie électro-intensive en France, et peut-être en Europe. Cette conséquence de la libéralisation à marche forcée serait étonnante. Faut-il donc continuer à libéraliser le marché compte tenu du constat que vous dressez ?

En effet, vous militez pour des contrats à long terme, et je le comprends parfaitement. Sans cela, il vous serait difficile d'assurer l'approvisionnement de l'industrie en cas de marché fluctuant, comme c'est le cas aujourd'hui. Il s'agit, sinon de tarifs administrés, du moins de tarifs très régulés. Cependant, nous avons observé, en rencontrant la semaine dernière l'un des membres de la direction générale de la concurrence à Bruxelles, que les contrats à long terme et les tarifs réglementés sont les deux conditions qui ne peuvent être supportées si l'on cherche à créer un marché concurrentiel de l'énergie. Nous sommes donc au cœur d'une contradiction majeure. Peut-il exister un moyen terme ? Ne faut-il pas prendre une décision plus radicale ? Le choix d'un marché totalement libéralisé et concurrentiel entraîne des conséquences sur la production énergétique.

M. Laurent Chabannes, président de l'UNIDEN – Nous nous posons la même question. Je dirais même qu'en tant que consommateur à l'UNIDEN, je finis par me demander à quoi tout cela sert. Je reconnais que j'ai pensé autrement et je revendique le droit de me tromper, mais je m'interroge parfois sur l'intérêt de ces démarches.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Votre témoignage suscite bien des questions. Mais au-delà de celles tenant aux moyens de production et aux structures physiques de transport, n'est-ce pas plutôt celles concernant le concept même de libéralisation et, a contrario, la mécanique du marché administré, encadré, de l'énergie ? Votre témoignage nous permet d'ouvrir un très vaste débat, qui est loin d'être anodin, puisque vous reportez votre interrogation au niveau européen et que celle-ci constitue le sujet de fond. Cette libéralisation de l'économie de marché montre ses limites. Pour certains secteurs, il apparaît que la nécessité d'une mutualisation, d'une solidarité et d'une péréquation des prix -le tarif réglementé étant finalement un tarif « péréqué »- nécessite une structure qui puisse assurer cette mutualisation et cette péréquation.

La loi de 2004 a permis tout d'un coup d'ouvrir le marché, en donnant l'impression que, dans le domaine de l'énergie, l'économie de marché va assurer la régulation. Comment, au vu de votre expérience, envisageriez-vous une organisation européenne permettant d'assurer l'équilibre entre d'une part l'espace réservé à la notion d'économie de marché, et d'autre part l'espace réservé à une maîtrise de la production et des prix ? Pourriez-vous davantage développer ce point ?

M. Laurent Chabannes – Nous avons essayé de donner quelques pistes, mais nous ne possédons pas la solution. Nous pensons en tout cas qu'il faut du temps. Le fait d'avoir introduit la libéralisation du jour au lendemain, alors que les acteurs de la production sont en nombre très réduit, et que la tendance en Europe est à la concentration, rend illusoire l'idée que la concurrence peut être développée. Je crois que nous sommes d'accord sur le fait que l'effet serait autre s'il existait en France dix producteurs différents. Cependant, il me semble aussi que nous nous accordons à penser que cet élément s'opposerait à l'intérêt des consommateurs français. Autrement dit, il faut du temps pour introduire progressivement la concurrence. Celle-ci doit être introduite dans le domaine marginal. Ainsi, dans l'intervalle, pour éviter d'éventuels abus de la part de propriétaires d'actifs, nous proposons une forme de tarif patrimonial.

A ce titre, le cas de la Scandinavie est instructif. Auparavant, le marché de l'électricité fonctionnait bien, parce qu'il était à dominante hydraulique, que l'eau se stocke et s'approche davantage d'une commodité, et que le marché se partageait entre plusieurs dizaines de producteurs différents. Les Scandinaves étaient donc satisfaits de ce système. Ils ont alors construit un nouveau câble les reliant à l'Europe continentale. Parce qu'ils bénéficiaient du différentiel de prix, ils ont massivement exporté. Ils ont donc géré l'eau de façon marchande, et connu d'importantes difficultés d'approvisionnement local. De fait, la Scandinavie s'est globalement alignée sur les prix de la plaque continentale. Leurs questions sont maintenant identiques aux nôtres.

M. René Beaumont – J'ai beaucoup apprécié ces dernières paroles recommandant du temps pour l'évolution du marché énergétique français. En effet, comme chacun le sait, l'électricité n'étant pas un bien comme un autre, le jeu de la concurrence sur ce marché est un peu particulier, ce qui a largement été évoqué ici. De plus, tous les producteurs savent bien fabriquer en base, mais insuffisamment en pointe. La chance du marché européen, comme l'a rappelé M. Pierre Gadonneix ici, est de connaître des pointes différentes selon les pays. La situation serait beaucoup plus compliquée sinon. Ainsi, les pointes se produisent en décembre en Allemagne, en janvier en France, en juillet en Espagne et en août en Italie. Si toutes les pointes avaient lieu en janvier, nous serions en situation de pénurie.

M. Laurent Chabannes – Les pointes de la journée sont à vingt heures.

M. René Beaumont – Certes, mais je parle des consommations globales cumulées. Je veux dire que fort heureusement, la France connaît ses périodes de pointe en janvier, et pas en décembre par exemple.

Par ailleurs, comme mon voisin et d'autres, j'affiche un petit sourire un peu ironique, parce qu'il y a sept ou huit ans vous faisiez partie de ceux qui réclamaient avec force la libéralisation du marché de l'électricité. Quand elle s'est produite, vous vous y êtes précipités un peu naïvement. Je me permets de le rappeler. Vous n'aviez d'ailleurs pas prévu cette baisse immédiate. Vous vous êtes donc précipités, pour faire ensuite pression auprès des parlementaires de tous bords, et essayer ainsi de revenir à une nouvelle régulation. Il faut désigner les événements par leur nom, je les pense ainsi et les redirais ainsi.

Aujourd'hui, je m'inquiète du fait que, dans la production d'électricité, les moyens pour stocker l'électricité ne soient pas assez étudiés, ainsi que les moyens de bénéficier de systèmes plus rapides d'intervention en pointe, que ce soit à vingt heures ou au mois de janvier. Je crois que nous devons dans ce domaine effectuer des recherches en Europe. Nous savons que l'hydraulique est de loin le plus facile à stocker, et le plus facile à mettre en action, puisque le temps de latence est extrêmement bref. Ce temps est assez extraordinaire, et un peu plus long pour le thermique. Nous devrions lancer une recherche très précise sur les ressources disponibles en pointe et en besoins d'intervention rapide, quelle que soit la pointe, et où qu'elle soit, afin d'améliorer le marché. La notion de temps est donc essentielle dans la mise au point d'un marché ouvert. Je pense que les producteurs d'électricité européens, et français en particulier, ont déjà démarré ce chantier, consistant à produire de façon à ce qu'une plus grande capacité de production soit mobilisable instantanément. Cet enjeu est essentiel dans le marché. En effet, comme nous l'avons rappelé, l'électron nucléaire ne possède pas la même valeur que les autres, parce que, même s'il est produit couramment, il est beaucoup plus long à mettre en place, et qu'en plus il est entaché d'une certaine méfiance écologique. Je crois donc que nous devons mener une vraie recherche sur cette capacité de mobilisation de nos capacités de production. Elle existe déjà pour l'hydraulique, mais en tant qu'ancien administrateur de la CNR, il me semble que peu de progrès supplémentaires peuvent être réalisés en France, sauf par des particuliers, qui additionnés, peuvent avoir un effet conséquent. Il me semble que dans les pays du nord et du centre de l'Europe en particulier, de nombreux efforts doivent être fournis.

M. Laurent Chabannes – Je voudrais simplement rappeler un témoignage. Lorsque la libéralisation a démarré, certaines personnes se sont effectivement pressées à nos portes pour conquérir de nouveaux clients. Je peux vous garantir que ce mouvement s'est beaucoup calmé. Comme il n'existait aucune référence de prix de gros, ces personnes ignoraient les mouvements des concurrents, selon un vrai jeu de la concurrence. Les appels d'offres révélaient d'ailleurs des écarts significatifs. Le marché de gros a unifié ces éléments dans les conditions que je décrivais précédemment. De

plus, lorsque nous avons lancé l'appel d'offres pour Exeltium, nous n'avons pas constaté un grand appétit pour l'investissement en France.

M. Bruno Sido, président – Puisque les questions sont terminées, je vous remercie de votre présence aujourd'hui.

Comité de liaison des entreprises (CLEE)

16 mai

M. Franck Roubanovitch, président, et M. Roland Gérard, vice-président

M. Bruno Sido, président – Je remercie Franck Roubanovitch, président du Comité de liaison des entreprises ayant exercé leur éligibilité, d'avoir accepté de venir devant cette mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique de la France et les moyens de la préserver. Nous avons procédé à un certain nombre d'auditions, dont les dernières ont lieu aujourd'hui, et à des visites à Bruxelles, notamment pour y rencontrer des représentants de la Commission européenne, et dans quelques pays européens voisins pour examiner leur situation : en effet, en raison des interconnexions transfrontalières, ce qui se passe dans les autres pays a des conséquences en France, comme l'a démontré la panne du 4 novembre 2006. Vous représentez, Messieurs, les entreprises qui ont exercé leur éligibilité et qui, pour certaines d'entre elles, sont en train de revenir dans le giron des tarifs dont vous allez nous parler. Si vous le voulez bien, vous nous présenterez un exposé liminaire à l'issue duquel nous vous poserons quelques questions.

M. Franck Roubanovitch, président du Comité de liaison des entreprises ayant exercé leur éligibilité (CLEEE) – Je vous remercie de votre invitation. Le CLEEE, Comité de liaison des entreprises ayant exercé leur éligibilité, représente les entreprises grandes consommatrices d'électricité dans des domaines très variés tels que l'hôtellerie, l'agroalimentaire, la filière automobile, la grande distribution... Ces entreprises sont à mi-chemin entre les électro-intensifs, puisque l'électricité représente une part significative de leurs dépenses, et les particuliers ou les très petites entreprises. Le CLEEE a été créé dans l'urgence en mai 2006, par regroupement spontané d'un certain nombre d'entreprises se trouvant démunies face aux hausses spectaculaires du marché de l'électricité. Notre objectif était alors de nous assurer des conditions d'approvisionnement compatibles avec la pérennité de notre activité. Loin de vouloir brader l'électricité, nous voulions obtenir un tarif en rapport avec le coût de production : nous constatons en effet une « dé-corrélation » très importante entre ce qu'on nous demandait de payer et les coûts de production de l'électricité. La part de l'électricité dans notre budget étant significative et la variation des prix difficile à gérer en termes d'investissement, nous souhaitons donc que le prix redevienne prévisible. Roland Gérard, vice-président du CLEEE et qui représente la Fédération des équipementiers automobiles, souhaite peut-être dire un mot sur l'impact de la hausse des prix de l'électricité de l'an dernier ?

M. Roland Gérard, directeur technique de la Fédération des équipementiers de véhicules automobiles (FIEV) et vice-président du CLEEE – Je suis directeur technique de la FIEV, la Fédération des équipementiers de véhicules automobiles, que je représente aujourd'hui, ainsi

que les constructeurs PSA et Renault puisque l'ensemble des acteurs de la filière automobile s'est regroupé au sein de la FIEV pour traiter de la hausse des prix de l'électricité. Aujourd'hui, l'automobile représente en France 500 000 emplois directs. Notre groupe de travail représente une fraction des industries de l'automobile, qui consomme 5,4 térawattheures (TWh) par an. La hausse des prix a eu des effets d'autant plus désastreux que le marché de l'automobile est aujourd'hui en stagnation, voire en légère décroissance en Europe de l'Ouest, où les constructeurs sont extrêmement perturbés. Sur ce marché soumis à une forte concurrence venue des pays émergents, tels la Chine ou l'Inde, les marges sont réduites à leur plus simple expression et tout événement fragilisant les acteurs a donc des conséquences importantes. Par ailleurs, contrairement à ce qui peut se passer pour certaines matières premières, la hausse des prix de l'énergie subie par les équipementiers n'a pu être répercutée sur les prix de vente aux constructeurs : en effet, sur un marché aussi concurrentiel et mondialisé, il n'est pas question de faire payer au client des hausses de coûts propres à une seule région. Ainsi, toute augmentation de l'électricité a des répercussions directes sur les marges des sociétés, déjà faibles en raison d'un contexte extrêmement concurrentiel, et avec cette nouvelle baisse, les résultats peuvent basculer dans le négatif très rapidement.

M. Franck Roubanovitch, président du CLEEE – Il existe un phénomène similaire dans d'autres industries comme la papeterie, où la France avait été choisie autrefois par des groupes internationaux en raison des coûts raisonnables de l'électricité et de leur stabilité. Ces avantages ayant aujourd'hui disparu, le risque de délocalisation en est fortement accru.

En 2006, lors de la création du CLEEE, nous avons formulé deux demandes : la première, de court terme, concernait le retour à un dispositif de tarifs réglementés et la seconde, la mise en place d'une solution de long terme compatible avec les objectifs que j'ai déjà cités. Nous avons donc entrepris des démarches auprès des parlementaires de l'Assemblée nationale et du Sénat pour les alerter sur les difficultés que nous rencontrons. Elles ont, fort heureusement, abouti à l'adoption, en janvier 2007, du dispositif du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, le TaRTAM. Je profite de cette occasion pour remercier chaleureusement le Sénat de sa réactivité et de son action décisive fin 2006, ainsi que pour la prolongation à l'accès aux tarifs réglementés pour les nouveaux sites. Le TaRTAM, accueilli avec soulagement par l'ensemble des consommateurs professionnels, a un objectif temporaire puisqu'il est mis en place pour deux ans, jusqu'à la disparition des dysfonctionnements du marché de l'électricité. Le Sénat a d'ailleurs fixé un rendez-vous en octobre 2008 pour faire le point sur le fonctionnement de ce marché et, en fonction de cette analyse, les décisions à prendre.

C'est pourquoi je souhaitais exposer les expériences des entreprises s'agissant de l'ouverture du marché. Ce point est d'autant plus intéressant qu'il concernera les particuliers d'ici un mois et demi. Nombre d'entre nous -par exemple dans l'hôtellerie, où les sites sont d'assez petite taille- ont découvert le marché en 2004, ce qui est très récent. De notre point de vue, le

bilan est -je m'excuse de la force du terme- catastrophique. Nous avons d'abord le sentiment d'avoir été pris au piège car nous n'avions pas conscience que nous ne pourrions plus sortir des choix arrêtés à cette période. Les fournisseurs, eux, ont été très actifs pour nous démarcher, notamment auprès des petits hôtels franchisés. Nous sommes ensuite confrontés à une distorsion de la concurrence puisque, dans une même ville, nous pouvons avoir un hôtel sorti du marché et un autre qui ne l'est pas. Or, je l'ai dit, il n'y a plus rien à faire : si l'établissement est revendu, cela ne changera rien à la situation. En outre, ayant été confrontés à une hausse des prix de l'ordre de 60 à 80 % entre 2004 et 2006, nous ne pouvons plus établir de prévisions en raison de l'instabilité des prix. Enfin, nous avons été étonnés de constater une perte de qualité de service : certains fournisseurs, de manière générale, n'ont pas été à la hauteur en termes de facturation et de reporting. La partie sur laquelle EDF conserve son monopole de gestionnaire de réseau de distribution a perdu en réactivité. Les procédures sont plus compliquées : là où, après une demande, les travaux étaient réalisés très rapidement, des courriers sont nécessaires, et les délais de réponse ont été multipliés jusqu'à cinq. Bref, nous cherchons encore aujourd'hui les avantages de l'ouverture des marchés !

Chez Accor, dont je fais partie, nous avons donc cherché à réagir face à cette situation. Nous avons organisé une consultation très large de l'ensemble des fournisseurs et plusieurs constats se sont imposés. Tout d'abord, un alignement quasi-total des prix sur celui de Powernext : quel que soit votre volume, vous connaissez quasiment les prix sans même interroger les fournisseurs puisque tout le monde donne un tarif presque identique. Ensuite, il est impossible de bénéficier d'une offre à long terme : le maximum est de deux à trois ans, à moins d'avoir des conditions de sortie très pénalisantes ou des courbes de consommation absolument plates. Seuls certains grands industriels sont parvenus à obtenir des offres sur le long terme, mais aucunes entreprises du tertiaire car leurs courbes de consommation dépendent de facteurs climatiques. Nous avons été plus loin : nombre d'entreprises du CLEEE étant présentes dans différents pays européens, certaines d'entre elles ont lancé des appels d'offres internationaux, pensant que, grâce à l'Europe, elles pourraient bénéficier d'un effet de volume et d'une certaine uniformisation des process. Malheureusement, cela n'a pas été le cas, les rares fournisseurs qui ont accepté de nous répondre à l'échelle européenne n'ayant fait qu'une juxtaposition d'offres nationales qui, finalement, n'étaient guère plus intéressantes qu'à l'échelle nationale.

Il existe donc un danger pour les particuliers mal informés, qui ne disposent pas des mêmes moyens d'anticipation que nous et pensent que les choses devraient se dérouler aussi bien que dans d'autres secteurs, par exemple avec le téléphone. Si nombre d'entre eux sont attirés par l'ouverture du marché, les deux premières années se passeront bien mais les suivantes risquent d'être plus difficiles. D'après une enquête BVA réalisée en novembre dernier à la demande de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et publiée sur le site de celle-ci, seulement 10 % des entreprises interrogées

pensent que l'ouverture du marché est une mauvaise chose et 12 % que cela leur fait perdre de l'argent. Ayant demandé à la CRE pourquoi ces résultats étaient aussi contradictoires avec ce que je vous ai exposé jusqu'ici, nous avons appris que l'interview avait été menée auprès de tous les professionnels, dont une immense majorité est restée au tarif réglementé. Ce sont ces gens-là qui restent persuadés que l'ouverture est une bonne chose.

Concernant le fonctionnement du marché, nous avons le sentiment, vu de l'intérieur, que son ouverture est bloquée puisque tous ceux qui sont informés vont rester aux tarifs réglementés. Le mécanisme de formation des prix, dont vous avez largement débattu, est assis sur le coût marginal de production : il s'agit là d'une situation quelque peu ubuesque ! Si nous la transposons dans un secteur comme l'automobile, comment pourrions-nous justifier auprès du consommateur le prix de vente du véhicule au coût marginal du prototype ? D'après nos observations quasi quotidiennes du marché, puisque nous essayons d'acheter au meilleur moment, les hausses de prix sur l'électricité anticipées en 2009 ou 2010 sont dues à des aléas climatiques actuels ou, du moins, à des effets de très court terme. Si nous pouvons comprendre que ceux-ci aient des conséquences sur un avenir proche, nous avons du mal à admettre ces effets de stress engendrés à trois ans. Par ailleurs, le système de trading mis en place en Europe est unique au monde : les entreprises et les producteurs vendent leur électricité sur un marché où les seuls interlocuteurs sont des producteurs et des banques. Sur d'autres marchés, comme ceux du pétrole ou des métaux, des grossistes et des consommateurs sont également présents. Or là, il n'y en a pas, ce qui signifie que différents interlocuteurs rachètent et revendent les uns aux autres et explique l'inflation des prix. Les petits fournisseurs qui ne sont pas producteurs, comme Powéo, ont préféré sortir du marché, s'apercevant que leur présence n'avait aucun effet bénéfique. Il existe donc une plate-forme de trading qu'on peut qualifier d'« auto-existante ».

Je souhaite exposer les résultats d'une étude approfondie menée par un consultant extérieur à la demande de la Commission européenne et publiée le 20 avril dernier. Les évolutions des courbes de marché ont été analysées et comparées à ce qu'elles auraient dû être, compte tenu des externalités telles que le pétrole ou le gaz, sur un milliard de points de données. Les conclusions montrent une très forte « dé-corrélation à la hausse » entre ce qu'aurait dû être le marché et ce qu'il est en réalité, les analystes apportant plusieurs explications à ce dysfonctionnement général du marché. Ils évoquent notamment des « tendances apparentes chez certains opérateurs à ne pas utiliser pleinement leurs capacités de production » : certains opérateurs jouent avec le marché, ce qu'ils peuvent facilement faire dans la mesure où ils sont en situation de quasi-monopole. Il n'y a pas, à proprement parler, d'entente entre les fournisseurs, mais il existe une telle marge de manœuvre pour chacun d'eux dans son pays qu'il leur est facile de faire monter le marché au-delà du raisonnable. Le PDG d'un grand groupe énergétique français disait, au cours d'une audition ici même, qu'« il serait souhaitable que les tarifs réglementés

tendent, à moyen ou long terme, vers les prix du marché ». De quels prix s'agit-il ? S'il est question des prix constitués sur la base de ceux dont nous venons de parler, je ne suis pas certain que ce soit souhaitable. Nous sommes ravis que les marges d'EDF s'envolent : son ratio « résultat sur chiffre d'affaires » représentait, en résultat net, 2 % en 2003, 3 % en 2004, 6 % en 2005 et 10 % en 2006. Nous attendons impatiemment les résultats du premier semestre 2007 puisque, malgré le TaRTAM, je ne pense pas qu'une aussi belle tendance s'inverse. Le même constat vaut pour Electrabel, dont le rapport entre résultat et chiffre d'affaires est de 17 % et chez les producteurs allemands où, par exemple pour RWE, le taux de retour du capital investi était de 36 % en 2006, ce qui signifie que le capital investi est amorti en moins de trois ans. Quel autre secteur peut espérer de tels résultats ? Les marges des fournisseurs sont en pleine explosion, ce qui est aisément compréhensible au regard de la situation.

Un autre point important est l'impact du CO₂ : tous conscients des contraintes de l'environnement, nous sommes heureux de la mise en place d'un marché du CO₂. Mais encore faudrait-il que les hausses de prix engendrées par ce marché se justifient ! EDF n'est quasiment pas concernée car ses moyens de production n'entraînent pas d'émission de CO₂, sauf de façon marginale. Mais les fournisseurs allemands, eux, ont facturé à leurs clients, à travers les prix de marché, 100 % des prix du CO₂ alors qu'eux-mêmes n'en ont payé que 10 %, les 90 % restant étant des quotas gratuits. Un autre aspect tout aussi choquant concerne les bons d'échange de CO₂ : pour avoir le droit de polluer en Europe, les entreprises peuvent, ce qui est tout à fait vertueux, investir dans des pays du tiers-monde afin de monter des usines « propres ». Mais on ignore que la Chine impose une taxe de 65 % sur les projets d'investissement liés à l'amélioration écologique des usines. Par conséquent, le consommateur français d'électricité dérégulée doit payer une taxe aux Chinois pour pouvoir acheter son électricité en France !

Il reste beaucoup de points que nous ne contestons pas, tels que la nécessité d'investir ou la tension d'équilibre offre-demande. Mais cela ne doit pas entraîner des hausses de prix injustifiées au détriment des consommateurs et aboutir à des délocalisations ou des fermetures de sites. Je ne dispose pas des chiffres les plus récents mais, début 2006, les prix de marché en France étaient 50 % supérieurs à ceux de Pologne, alors même que la production polonaise est thermique. Nous aurions pu croire qu'en raison de notre production nucléaire, nos prix de marché seraient plus faibles : eh bien non ! En fait, ils sont plus élevés. Il est d'ailleurs difficile de comprendre, même si cet aspect est à la marge de ma présentation, le manque de transparence des prix de production d'EDF. Dans des rapports parlementaires datant de 2003-2004 -mais M. Méhaignerie nous a confirmé avoir des informations plus récentes-, le prix de l'EPR est estimé à 33 ou 34 euros par mégawattheure (MWh) -je ne parle pas des têtes de série. L'an dernier, EDF nous parlait de 46 euros. Or, le prix de l'EPR finlandais est de 23 euros, certes hors coût de retraitement. Les différences d'ordre de grandeur sont donc spectaculaires,

sachant que le thermique, qui est le seul facteur en hausse, ne représente qu'un peu plus de 5 % de la production française. Quand on regarde le prix de marché de l'off peak, qui correspond à des consommations en heure creuse, donc couvertes par le nucléaire, là aussi les prix de marché ont augmenté de 50 %. Or, cela ne correspond en rien à la réalité des coûts.

L'arrivée du TaRTAM a été une véritable bénédiction pour nos entreprises. En comparant les prix de l'électricité en France et en Allemagne, nous avons été surpris de constater que les prix français étaient supérieurs de 2 euros aux prix allemands, alors même que la production d'électricité française est moins coûteuse. Mais l'arrivée du TaRTAM a provoqué une inversion des tendances en l'espace de deux mois et les prix français sont désormais inférieurs de 3,5 euros en moyenne aux prix allemands ! Pour résumer simplement la situation : la seule existence d'un dispositif régulateur minore les prix français de 5 à 6 euros. Je ne trouve pas d'autre explication à ce renversement brutal de tendance.

La grande majorité des membres du CLEEE ont demandé, ou vont le faire, le TaRTAM avant le 1er juillet. Quant à ceux qui ne le feront pas, c'est qu'ils ont passé, bien avant la hausse des prix, des contrats qui restent d'actualité et offrent des conditions plus intéressantes. Mais il ne s'agit pas de la majorité. Le TaRTAM est une solution à mi-chemin entre les tarifs réglementés et les prix du marché, se rapprochant, selon les périodes, des uns ou des autres. Ce n'est pas la panacée, mais cela permet de lisser fortement la hausse des prix. En général, les fournisseurs n'ont pas fait de difficultés à la mise en place de ce dispositif, notamment depuis la parution du décret sur la compensation qui a permis de débloquer la situation. Cependant, le TaRTAM ne rend pas suffisamment attractive l'option « effacement jour de pointe ». Nombre d'entreprises ont des capacités d'effacement en période de pointe. C'est capital puisque cela évite au producteur d'investir dans des moyens de pointe polluants et chers. Les entreprises qui auraient pu y souscrire dans le cadre du TaRTAM ne l'ont en général pas fait car les barèmes de transport ne prévoient pas d'option valorisant cet effacement. C'est dommage car ce serait un moyen simple de pousser les consommateurs à agir de manière vertueuse.

Je souhaite également évoquer quelques fausses bonnes idées. Les solutions du type Exeltium constituent une bonne réponse, mais qui ne concerne que les entreprises électro-intensives, présentes en majorité dans l'industrie. Un petit hôtel ou une PME n'ont absolument pas les moyens d'y recourir. Les groupements d'achat ne s'avèrent pas non plus une solution. Le groupe Accor, regroupement d'hôtels qui sont autant de PME, a tenté cette solution : mais plus nous étions nombreux, plus les prix montaient ! Enfin, certains économistes évoquent le « cercle vertueux » de la hausse de prix : cette hausse devrait pousser les gens à prendre conscience de l'écologie et à faire plus d'efforts. Ce n'est pas faux, mais une régulation est nécessaire. Si les prix augmentent de 5 ou 10 % chaque année dans le cadre d'une politique organisée, nous avons le temps d'investir et de prévoir. S'il s'agit simplement d'un transfert de richesses des entreprises vers les producteurs d'électricité de

manière imprévisible, ce n'est pas une solution. Malgré tout, nous ne restons pas inactifs.

M. Roland Gérard, directeur technique de la FIEV – Les équipementiers automobiles ont signé en 2005 avec l'ADEME un protocole de réduction des émissions de gaz à effet de serre baptisé RESEDA, pour permettre à la France d'honorer les engagements pris à Kyoto et formalisés dans son programme national de lutte contre le changement climatique. En application de ce protocole, des thèmes de diagnostics énergétiques visant à identifier les zones potentielles d'économies d'énergie ont été proposés à nos adhérents, qui ont été 25 % à y souscrire. Les sites ayant entrepris des actions ont économisé, en moyenne, 327 MWh d'électricité, soit 3,7 % de leur consommation électrique par an, ce qui correspond à 11 000 tonnes de CO₂ évitées. Cette opération est arrivée à son terme au bout de 18 mois et 100 % des sites l'ayant menée en sont extrêmement satisfaits. Aujourd'hui, nous mettons en place une opération RESEDA 2 ouverte aux sites n'ayant pas encore souscrit à la démarche, afin de les motiver et de poursuivre ce succès. D'après l'ADEME, la FIEV est une fédération pilote, parmi les plus actives et les plus dynamiques dans le domaine des économies d'énergie. Nous n'avons donc pas attendu la hausse de prix pour agir en ce sens.

M. Franck Roubanovitch, président du CLEEE – Dans d'autres secteurs du tertiaire, nous obtenons actuellement des baisses de consommation de l'ordre de 2 à 3,5 %. C'est très loin de ce qu'il faudrait faire au maximum mais nous commençons à réagir de manière active, nous sommes au début d'une démarche.

Ailleurs dans le monde, il semble que la libéralisation pure et dure n'ait fonctionné nulle part, et certains Etats à l'ouest des Etats-Unis, le Canada et l'Afrique du Sud sont largement revenus à des systèmes semi régulés ou régulés. En France, le marché en 2007 ne connaît aucune amélioration de ses mécanismes par rapport à 2006 et rien ne permet de penser que, fin 2008, le constat sera différent. Et les résultats sont les mêmes en Belgique, en Espagne ou en Allemagne... Il nous semble que, sans pour autant faire un virage à 180°, seule une dose de régulation peut discipliner le marché. A cet égard, l'approche québécoise nous paraît particulièrement intéressante. Au Canada, chaque province a compétence dans les domaines de la production, du transport et de la distribution d'électricité, y compris sur les prix, et décide de la régulation du marché et des moyens d'y parvenir. Comme la France, le Québec dispose d'un atout : ici, il s'agit du nucléaire, là bas, de l'hydro-électricité. Au Québec, il existe un prix dit « patrimonial » : sur la base des coûts de production de l'hydro-électricité, le Gouvernement et la Régie de l'énergie, qui s'apparente à notre Commission de régulation de l'énergie, fixe un prix -autour de 18,5 euros/MWh- pour l'électricité produite à base d'hydraulique. Ce prix, auquel il faut ajouter les coûts de commercialisation, bénéficie directement au consommateur final. Ainsi, il n'y a pas de mise en concurrence de l'électricité sur la masse des besoins québécois. Les besoins complémentaires, eux, font l'objet d'un appel

d'offres : le régulateur de l'énergie consulte l'ensemble des fournisseurs et choisit tel ou tel producteur, selon les périodes et selon les volumes, en recherchant en général les moins onéreux. Il en déduit un prix de pointe à l'année qui, combiné au prix de base, donne lieu à la fixation du tarif réglementé pour le consommateur. Il y a ainsi, en dehors de l'hydroélectricité, une mise en concurrence organisée par la Régie -et donc une émulation entre producteurs privé- et l'application d'une tarification réglementée pour les consommateurs. Cette approche nous paraît excellente : les tarifs industriels ont augmenté au Québec de 14 % en huit ans et, aujourd'hui, ils progressent un peu plus vite en raison des hausses du prix du pétrole et du gaz. Pour autant, ce système favorise les investissements industriels dans le pays puisque les consommateurs ont une excellente visibilité de l'avenir.

Que pourrions-nous faire en Europe ? Notre situation est paradoxale puisque nous observons une très forte convergence des prix. Ainsi, je vous l'ai dit, ayant fait des appels d'offres dans tous les pays, nous avons reçu des prix très voisins, notamment sur la plaque continentale franco-allemande, alors qu'il n'y a pas de cohérence politique entre la France et l'Allemagne quant au mix énergétique, et au nucléaire tout particulièrement. A contrario, le Canada et les Etats-Unis ont estimé que, chaque province et chaque Etat ayant ses propres sensibilités politiques et, tout simplement, ses atouts, il n'existait pas de raison d'uniformiser. Il nous semble que l'Europe pourrait se construire tout en laissant une certaine liberté sur ces questions, qui relèvent des Etats.

La concurrence des nouveaux entrants est un sujet récurrent. Or, chaque semaine, la presse fait état de fusion entre deux fournisseurs, ce qui est logique sur le plan opérationnel : les coûts d'achat sont tels qu'on ne peut qu'y être favorable. Mais il faudrait cesser de nous parler de mise en concurrence. Sinon, bientôt, un monopole formé de deux ou trois opérateurs apparaîtra. A moins d'être régulés, ses intérêts seront bien différents de ceux des consommateurs et de l'optimisation de prix. Nous sommes donc favorables à un modèle québécois et au maintien d'un tarif réglementé, mais pas forcément le tarif tel qu'il existe, qui subit des augmentations très politiques. Il serait naturel que les augmentations soient liées à la réalité des coûts : si certains facteurs augmentent, le tarif réglementé doit en conséquence être réévalué, mais dans un cadre organisé. Cela n'exclut pas une certaine mise en concurrence, d'une part sur les moyens de production non nucléaires, qui pourrait être organisée, suivant l'exemple du Québec, par une structure comme la CRE. D'autre part, concernant la commercialisation de l'électricité, nous pourrions imaginer une concurrence entre opérateurs privés, portant sur les seuls coûts de commercialisation ainsi que sur les services annexes ou sur le reporting par exemple. Le maintien d'un tarif réglementé évite les dérives du marché. Si certains fournisseurs font mieux que le tarif réglementé parce qu'ils ont des coûts de commercialisation plus faibles, cela vaut mieux pour tout le monde. Organisons la concurrence là où elle est raisonnablement possible. Voilà, M. le président, ce que nous souhaitons vous exposer.

M. Bruno Sido, président – Selon vous, pourquoi le marché, que vous connaissez bien, ne fonctionne pas en matière d'électricité ?

M. Franck Roubanovitch – Il existe plusieurs raisons qui ont déjà été largement évoquées devant vous. L'électricité n'étant pas stockable, le consommateur est littéralement prisonnier du producteur : quel que soit le prix, il va acheter. Par ailleurs, pour qu'un marché fonctionne, de nouveaux opérateurs doivent pouvoir l'intégrer et donc provoquer l'émulation. Le succès de la téléphonie est révélateur à cet égard : les coûts des nouveaux entrants étaient faibles et l'émergence simultanée de nouvelles technologies a été en plus un facteur d'émulation très fort. Or, cela ne peut être le cas de l'énergie : nous attendons toujours les nouvelles technologies et les coûts d'investissements sont tels, notamment en France avec l'énergie nucléaire, qu'il y a très peu d'acteurs. Il n'y a donc ni élasticité dans la demande, ni concurrence possibles. C'est d'ailleurs le constat de tous les pays qui ont choisi de faire marche arrière.

M. Roland Gérard, directeur technique de la FIEV – De plus, la demande d'énergie est croissante en Europe, de l'ordre de 2 % par an en moyenne. Sur dix ans, la demande aura crû de 11 %. Or, la production d'énergie européenne, toutes énergies confondues, est, elle, en décroissance : il y a donc un effet de ciseaux entre une demande qui s'accroît et une production qui fléchit légèrement.

M. Franck Roubanovitch – Il nous semble que le marché ne fonctionnait pas mieux entre 1999 et 2002 : la baisse des prix était préjudiciable aux investissements comme la hausse l'est maintenant aux consommateurs. Nous ne voulons ni de l'une, ni de l'autre.

M. Bruno Sido, président – La production est en baisse alors que la consommation augmente : si nous nous plaçons dans la perspective du marché, celui-ci doit donner des signaux et, en l'occurrence, ce sont les prix. Vous dites qu'EDF fait des marges de 10 % : cela n'a rien d'extraordinaire. On nous a dit que Total ne s'impliquera dans aucune technologie si sa marge est inférieure à 10 %. Quelle est la marge d'Accor ?

M. Franck Roubanovitch – L'hôtellerie se porte bien. Vous avez raison : une marge de 10 % n'est pas choquante en elle-même. En revanche, il est choquant qu'elle se fasse au détriment des consommateurs. Je fais allusion à l'enquête citée tout à l'heure et à la constitution des prix de marché, lesquels sont différents de ce qu'ils devraient être si le marché fonctionnait correctement. Nous ne serions pas opposés à un marché idéal s'il pouvait exister. Mais il nous semble impossible à réaliser dans la situation actuelle. Nous savons que le signal-prix motive les investissements et ne serions donc pas choqués que les tarifs réglementés soient révisés à la hausse pour les permettre. Le TaRTAM est d'ailleurs supérieur de 23 % aux tarifs réglementés : nous payons donc une juste part dans ce besoin d'investissement.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Je suis heureux de rencontrer ces messieurs car nous ne les connaissions qu'à travers un lobby qui a d'ailleurs très bien fonctionné. A un moment où nous étions sous pression, nous recevions entre deux et quatre fax par jour de la part de votre groupe, et nous vous avons entendu. Vous avez d'ailleurs rendu hommage au Sénat. Ceci étant, vous me paraissez faire preuve d'un peu de naïveté : nous sommes dans une économie libérale et cela ne changera pas, comme nous le confirment les élections récentes en France. Nous parler des tarifs régulés ne va pas dans le sens de l'histoire et il faut vous inscrire dans cette évolution. Mais ma question est la suivante : quelle est la part de l'énergie ou de l'électricité dans vos activités ? Quel pourcentage représente-t-elle dans vos prix de revient ?

M. Franck Roubanovitch – Nous sommes peut-être naïfs dans notre approche. Mais si un pays, comme le Canada, connu pour être libéral...

M. Marcel Deneux, rapporteur – Il est défini comme tel mais il ne l'est pas. C'est flagrant pour qui y vit !

M. Franck Roubanovitch – Prenons l'exemple des Etats-Unis : le libéralisme n'exclut pas une certaine dose de régulation, notamment lorsque les mécanismes de marché ne sont pas adaptés. La part de l'énergie varie selon les industries que nous représentons : elle peut aller de quelques points -un ou deux- dans la grande distribution à plus de dix dans la papeterie, en passant par quatre ou cinq points dans l'hôtellerie. Nous ne sommes pas des électro-intensifs, dans le sens où notre survie ne dépend pas de l'électricité, mais elle est souvent le premier poste de dépenses, hors salaires, dans nos secteurs.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – La discussion est intéressante. Je vous ai écouté sur le libéralisme et les prix régulés. Nous en avons débattu hier et vous venez de le confirmer : dans un certain nombre de domaines, des barrières sont nécessaires.

M. Bruno Sido, président – Certains secteurs peuvent fonctionner avec un marché libéralisé, d'autres non.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Avant de clore cette audition, Président, il semble que vous devriez préciser à ces messieurs que nous nous acheminons vers des préconisations de marché régulé.

M. Bruno Sido, président – C'est, grosso modo, ce que je viens de dire.

M. Roland Gérard, directeur technique de la FIEV – Je souhaite intervenir, si vous le permettez, sur le libéralisme. Le secteur de l'automobile est ultra libéralisé : notre terrain de jeu s'étend au monde entier et nous nous heurtons à des pays où les constructeurs sont de plus en plus agressifs et capables d'inonder le marché. La Corée du Sud, la Chine ou l'Inde étant extrêmement compétitives sur la main-d'œuvre, nous devons être meilleurs qu'elles sur les produits puisque nous ne pouvons l'être sur le coût de la main-d'œuvre. Jusqu'à présent, nous étions meilleurs sur le plan énergétique,

mais ça n'est plus le cas. Nous ne sommes pas contre le libéralisme. Mais, dans l'automobile, il s'exprime à travers une véritable mise en concurrence des acteurs. Dans l'électricité, au contraire, il n'y a pas de mise en concurrence permettant de faire pression sur les prix. Nous ne sommes pas d'accord car, sur ce terrain, nous ne pouvons jouer à armes égales en comparaison de ce que nous faisons tous les jours, en vendant des véhicules ou en achetant des matières dans le monde entier. C'est une énorme différence.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie d'être venu nous exposer votre point de vue. Comme M. le Rapporteur vient de le préciser, nous ne sommes pas loin de le partager.

M. Marcel Deneux, rapporteur – J'ai fait tout à l'heure preuve d'un peu de cynisme, mais il est clair que les gens raisonnables pensent comme vous.

M. Franck Roubanovitch – Je vous remercie de votre accueil.

ARKEMA

14 mars

M. Nicolas de Warren, directeur des relations institutionnelles

M. Bruno Sido, président – Nous accueillons maintenant Nicolas de Warren, directeur des relations institutionnelles d'Arkema. Je vous souhaite la bienvenue et vous prie de nous présenter Arkema dans un premier temps, puis de nous donner votre sentiment sur la sécurité d'approvisionnement en électricité en France, puisque que ce sujet est l'objet de notre mission commune d'information. Des questions vous seront ensuite posées.

M. Nicolas de Warren, directeur des relations institutionnelles d'ARKEMA – M. le président, Messieurs les Rapporteurs et Messieurs les Sénateurs, je vous remercie de nous recevoir aujourd'hui. Je vous présente les excuses de mon président, Thierry Le Hénaff, retenu aujourd'hui par la publication des résultats de notre première année d'exercice. Il est désolé de n'avoir pu se rendre à cette audition.

Je vous propose de centrer mon propos sur un aspect très directement lié au black out du 4 novembre dernier, c'est-à-dire de montrer dans quelle mesure les grands consommateurs d'électricité industriels que nous sommes peuvent éventuellement contribuer à la sécurité de fourniture d'électricité en France.

Arkema, jusqu'à l'année dernière, était une filiale à 100 % du groupe Total. Total l'a placée en bourse et elle est aujourd'hui un groupe totalement indépendant. Numéro un de la chimie en France, avec un chiffre d'affaires de 6 milliards d'euros, nous possédons des métiers très diversifiés, comme toujours dans la chimie : un tiers de l'activité concerne la chlorochimie -des électrolyses en amont à la transformation du chlorure de polyvinyle (PVC) en aval-, un tiers la chimie industrielle -produits fluorés, oxygénés, acryliques...-, et un tiers des produits de spécialité ou de performance. Il est à noter que nous sommes un groupe à vocation internationale, mais à dimension encore largement française : sur 17 000 salariés, 10 000 sont français, et sur 80 sites industriels, 30 se situent en France.

Nous comptons en France, parmi nos principaux sites, quatre sites chlorochimiques, où nous possédons des électrolyses, en amont de la filière chlore, soude et PVC. Ces sites ont un profil et une consommation électriques particuliers. Globalement, nous sommes l'un des plus importants consommateurs industriels d'électricité en France. Nous faisons d'ailleurs partie des membres fondateurs du consortium Exeltium, et nous nous félicitons à cet égard de l'accord qui a été conclu avec EDF, après de nombreuses et longues discussions. Nous ne désespérons pas de pouvoir nouer des accords comparables avec d'autres producteurs ou d'autres distributeurs.

Notre consommation totale s'élève à 5,5 térawattheures (TWh), soit une puissance installée de 620 mégawatts (MW). A l'intérieur de cet ensemble, les quatre sites d'électrolyse, électro-intensifs au sens de la loi de finances rectificative pour 2005, représentent une consommation de 4 TWh, donc 450 MW. Ces quatre sites sont situés à Lavéra, Fos-sur-Mer, Jarrie et enfin Saint-Auban, où se trouve une petite électrolyse spécialisée, en cours d'installation.

M. Bruno Sido, président – Votre consommation représente une tranche de centrale.

M. Nicolas de Warren – Exactement, nous consommons une tranche de centrale de deuxième palier. Il existe une consommation industrielle « normale » sur ces sites, mais la particularité de la chlorochimie réside dans le fait que l'électricité représente pour elle avant tout une matière première. C'est un critère fondamental que nous avons mis en avant tout au long de nos discussions au sein d'Exeltium. En fait, en chlorochimie, la réaction électrolytique utilise deux matières premières : le sel et l'électricité. Le courant électrique passant entre l'anode et la cathode provoque l'électrolyse du sel et le dissocie en chlore et en soude. L'électricité pèse ainsi 60 % du coût variable d'une tonne de chlore et de soude réunis. Ce chiffre est considérable. Nous représentons à la fois un très grand consommateur et un consommateur très électro-intensif.

M. Bruno Sido, président – Pour comprendre, pouvez-vous faire une comparaison avec l'aluminium ?

M. Nicolas de Warren – L'aluminium est dans une situation sensiblement comparable à la nôtre. Cette industrie possède le même degré d'électro-intensivité que la nôtre. L'électrométallurgie est d'ailleurs basée sur l'électrolyse de l'aluminium dit primaire. Les procédés et les contraintes techniques sont donc assez semblables et, de fait, nos réponses se ressemblent. L'électricité, pour l'acier liquide, est importante, mais elle ne constitue pas une matière première, tout comme pour la verrerie, la cimenterie et la papeterie, puisqu'elle représente seulement de l'ordre de 8, 10 ou 15 % du coût variable.

Concernant la question de la sécurité d'approvisionnement, je vais centrer mon propos sur une distinction que vous connaissez parfaitement, mais que je souhaite rappeler.

D'un côté, il existe les règles fixées pour tenir compte de la problématique économique et commerciale de la planification des capacités de pointe. Il s'agit d'une rémunération contractuelle –et donc de nature commerciale– d'un effacement programmé, dans le cadre d'une recherche d'optimisation par chaque producteur ou distributeur de sa capacité, convenue avec l'utilisateur. Cette disposition doit permettre de limiter les investissements de surcapacité en pointe qui sont peu rentables. Il est clair qu'en complément d'investissement sur des centrales il peut être intéressant, pour d'importants consommateurs, de négocier des effacements programmés,

de type « effacement des jours de pointe » (EJP). La négociation s'opère alors sur une base contractuelle et la valorisation économique est déterminée en fonction des intérêts du producteur, de son profil de production sur l'année, des différentes périodes de tension... et de ceux du consommateur. Ce dispositif d'effacement programmé a montré son efficacité dans tous les pays européens. Il est basé sur des préavis suffisants pour pouvoir ralentir ou arrêter l'installation, avec une « profondeur d'effacement » plus ou moins importante selon l'ampleur du besoin des producteurs. Voici donc le premier élément, largement apprécié aujourd'hui.

Le deuxième élément s'inscrit dans une situation de tension accidentelle, provoqués par des facteurs de différentes natures. Comment le gestionnaire technique du réseau fait-il face, dans des délais très courts, à ces déséquilibres brutaux, imprévisibles ? Nous avons connu cette situation le 4 novembre 2006. Les causes sont les accidents sur les moyens de production ou sur le réseau, dus par exemple à des conditions climatiques extrêmes imprévisibles, créant un déséquilibre brutal entre l'offre et la demande. Le dernier cas recensé, qui n'a heureusement pas provoqué de black out, mais a inquiété RTE, était l'idée d'associations écologistes il y a quelques semaines. Elles demandaient aux Français d'interrompre leur consommation d'électricité et d'éteindre leurs lumières pendant cinq minutes aux alentours de vingt heures. RTE était très inquiet parce qu'il savait que l'événement avait une certitude avérée, mais il ne connaissait pas l'ampleur de la réduction de consommation qui interviendrait sur le réseau et donc du risque de déséquilibre instantané. Ce cas de figure était inédit, mais, heureusement, l'interruption de consommation est restée dans des proportions limitées.

M. Bruno Sido, président – Vous signifiez ainsi, très élégamment d'ailleurs, que certaines personnes sont irresponsables.

M. Nicolas de Warren – Ce geste me semblait en tout cas avoir du sens et une portée symbolique intéressante.

M. Bruno Sido, président – Les conséquences auraient pu être fâcheuses.

M. Nicolas de Warren – L'exploitant et les dispatcheurs ont dû ressentir une grande angoisse pendant quelques minutes. Dans ce cas, la manifestation systématique du déséquilibre sur le réseau est un écroulement de la fréquence. Ainsi, le 4 novembre 2006, la fréquence normale de 50 Hz est tombée à 49,80 Hz.

Il existe alors trois niveaux d'intervention. Le premier est la réserve primaire, qui correspond à l'asservissement automatique de délestage sur les postes sources de distribution, dès que le seuil de 50 Hz fixé pour les automates programmables est franchi à la baisse. Ces plans de délestage ont conduit en France à délester 5 millions de consommateurs et environ 500 MW dans la demi-seconde qui a suivi la diminution de fréquence. Les autres niveaux sont les réserves secondaire et tertiaire : une mobilisation immédiate des réserves de pointe disponibles intervient alors, telles que les chasses

hydrauliques, les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et les centrales à cycle combiné (CCG).

Par ailleurs, au cours de l'incident, il s'est produit en France et en Allemagne un phénomène perturbateur de deuxième niveau : le décrochage des moyens de production décentralisés -éolien, CCG-, dû aux dispositifs de préservation de l'intégrité de ces équipements.

M. Bruno Sido, président – Excusez-moi de vous interrompre, mais je souhaiterais m'attarder sur ce point important. Vous nous avez dit qu'en deçà du seuil de 50 Hz il se produit un décrochage. Est-ce justifié techniquement pour préserver l'intégrité des appareils ?

M. Nicolas de Warren – Absolument. A un certain niveau de puissance, cette mesure est justifiée. Chaque équipement électrique domestique possède de la même manière une fréquence d'exploitation. Il existe une certaine tolérance de fréquence, mais fondamentalement, la sensibilité est extrême.

M. Bruno Sido, président – Le seuil est tout de même faible.

M. Nicolas de Warren – Effectivement. Vous verrez plus loin avec l'exemple anglais que les seuils de décrochement sont à 49,75 ; 49,70 ou 49,65 Hz.

M. Bruno Sido, président – C'est déjà mieux.

M. Nicolas de Warren – Effectivement. Je ne sais pas à quels seuils de déclenchement sont réglés les automates programmables. Probablement est ce progressif, c'est-à-dire selon plusieurs tranches de délestage réglées sur des seuils différents.

M. Bruno Sido, président – Pour le chlore, toutes les fréquences ne conviennent pas, puisqu'il s'agit de courant continu.

M. Nicolas de Warren – En l'occurrence, dans le cadre de la panne du 4 novembre, aucune de nos usines n'a été délestée, parce que les installations « SEVESO seuil haut » sont préservées dans les plans de délestage. Cette disposition est paradoxale. Les plans de délestage doivent être aménagés techniquement et légalement. Nous y reviendrons plus en détail, lorsque je dresserai une comparaison entre la France et l'Italie, qui vous éclairera sans doute de façon complémentaire.

Par ailleurs, structurellement, il me semble que nous nous accordons à penser que l'évolution de l'offre, autant que celle de la demande et des prix, est susceptible d'aggraver les risques de coupure. Le profil de consommation change, et nous assistons en France notamment à une évolution fondamentale de la consommation, qui n'est pas encore très marquée, mais qui va s'aggraver. La distorsion du profil de consommation, due à des augmentations de la consommation en pointe, voire en hyperpointe, et au tassement, voire à la régression, de la consommation en base. Or la consommation de base correspond par nature à la configuration technique du parc électronucléaire et

à son équilibre, puisqu'elle est continue, vingt quatre heures sur vingt-quatre, pendant 355 jours environ par an.

A l'inverse, la consommation en pointe se développe, correspondant à des pointes journalières, saisonnières, mais aussi à de nouvelles pointes liées au développement de la climatisation résidentielle. Ce phénomène nouveau est très net dans un pays comme la Chine, où nous sommes producteurs de produits chimiques et d'importants consommateurs d'électricité. Des pointes, et donc des ruptures de délestage, apparaissent en été, sensiblement plus importantes que celles constatées en hiver. A Shanghai par exemple, les problèmes de délestage interviennent en juillet et en août, mais pas en janvier. A cela s'ajoutent les impacts climatologiques. Les conditions anticycloniques cumulent ainsi sécheresse, canicule et vent, concourant à produire un débit aulique faible, et donc à une indisponibilité du parc éolien.

De la même façon, le profil de production évolue, ce qui va accroître la complexité de l'équilibrage en pointe pour les gestionnaires de réseau. Le parc éolien par exemple possède une production aléatoire par nature. Sa disponibilité moyenne est de 2 500 heures par an, soit 28 à 29 % de l'année, avec une disparité assez forte. Ce bilan a notamment été réalisé en Allemagne. Le développement du parc éolien génère des besoins supplémentaires en réseaux, et également en capacité. En effet, quand l'éolien décroche, il faut lui substituer instantanément une capacité alternative disponible. L'éolien ne répond donc pas en lui-même au problème du déficit des capacités de production. Compte tenu de son caractère aléatoire dans le temps, il génère même un besoin d'investissements supplémentaires dans les réseaux et dans des moyens de production de substitution en cas de panne. Cet aspect n'est pas négligeable, et le gestionnaire du réseau le souligne régulièrement.

L'hydraulique, lui, a une disponibilité moyenne de 2 000 heures par an, variable selon le type d'unité. Les autres modes -CCG, biomasse, photovoltaïque, géothermie- présentent d'importantes contraintes techniques et apportent des réponses limitées.

Dans ce contexte, quelle est la contribution possible des industriels très électro-intensifs ? Plusieurs textes ont tenté de définir ces industriels. En France la loi de finances rectificative pour 2005 -créant les articles 217 quinquies et 238 bis HV à 238 bis HZ du code général des impôts- a permis de fixer le cadre juridique d'Exeltium. En Europe, la définition de la directive de 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité est, quant à elle, assez pertinente. Elle vise spécifiquement l'électrochimie et l'électrometallurgie primaire, puisqu'elle les exclut de son champ d'application Cette exclusion vaut définition. La définition de la directive est ainsi assez précise et a le mérite d'être en vigueur. En outre, son caractère correspond bien à la spécificité technique que nous évoquions précédemment.

L'électrochimie et l'électrometallurgie primaire représentent en France une puissance de 1 000 MW et concernent dix sites environ, dont

quatre chez Arkema. Compte tenu de l'extrême urgence requise pour assurer l'équilibrage du réseau en cas de crise, l'existence d'un pouvoir de substitution, c'est-à-dire d'une « prise en main » par le gestionnaire du réseau, nous paraît indispensable. Ce principe nous semble fondamental. Dans le cadre des effacements programmés, la responsabilité de diminuer ou d'arrêter notre consommation nous appartient en tant qu'exploitant. Ni le gestionnaire du réseau, ni le producteur ne peuvent se substituer à nous. Dans une hypothèse d'intervention d'extrême urgence, avec des préavis quasiment nuls, cette substitution est techniquement obligatoire. Il faut des systèmes automatiques, ou manuels, mais sans quasiment aucun préavis. Cette hypothèse suppose que le gestionnaire du réseau prenne la main pour arrêter les installations en extrême urgence. Cet élément nous paraît important et susceptible d'emporter des conséquences juridiques.

M. Bruno Sido, président – Est-ce techniquement possible pour d'autres types d'industrie, comme l'aluminium ?

M. Nicolas de Warren – Absolument, et nous sommes en train de réfléchir à cette question. Il existe des précédents efficaces, en Grande-Bretagne, en Italie, en Norvège, en Espagne et en Belgique. Je parlerai plus précisément de la Grande-Bretagne et de l'Italie, exemples sur lesquels nous nous sommes documentés. Certaines modalités techniques doivent par ailleurs être définies entre opérateurs. Vous observerez que le temps de réponse pour des électrolyses d'une part, et pour l'aluminium primaire d'autre part, peut être quasiment nul.

Penchons-nous maintenant sur le cas de l'Italie. Son régime est en place depuis 2003, suite au black-out qu'elle a connu et auquel elle avait réagi rapidement. Dans le cadre de sa mission de service public, le régulateur italien -l'Autorité pour l'énergie électrique et le gaz (AEEG)- a fait définir un schéma national des unités agréées, en associant le concept « d'effaçabilité » programmée, avec un préavis, et le concept d'interruption instantanée. Le système italien cumule donc les deux dispositifs, pourtant très différents. Le gestionnaire d'équilibre Terna définit, en fonction de ses prévisions de consommation et de disponibilité du parc de production, un volume total d'électricité susceptible d'être mobilisé par interruption de la fourniture en cas de crise. Terna vient par exemple d'évaluer celui de 2007 à 3 100 MW. En fonction de ce besoin, l'AEEG, dans ses « délibérations », définit en contrepartie d'une part une rémunération forfaitaire annuelle, au titre de la sujétion de service public ainsi créée, et d'autre part une rémunération variable complémentaire, en fonction des effacements et des interruptions effectives. Ce système de rémunération à deux composantes est d'ailleurs assez classique dans ce type de dispositif. Il a été instauré en 2003 pour trois ans et vient d'être prorogé par une nouvelle délibération du 16 décembre 2006, sans limite de temps d'ailleurs. L'AEEG, probablement dans le cadre de sa délégation de pouvoirs, a déterminé le montant de l'indemnisation forfaitaire. Je signale que les délibérations de l'AEEG sont accessibles sur son site internet.

J'ajoute que les préavis italiens sont très courts, de l'ordre de deux ou trois minutes, ou même moins, et visent les installations électrochimiques. Il existe en effet des différences importantes de consignes d'un procédé à l'autre. Pour une électrolyse, si la production d'électricité est brutalement interrompue, l'impact est peu conséquent. Il faut investir dans quelques dispositifs techniques, mais assez légers. Le retrait de la matière première électrique provoque instantanément la suppression de l'arc électrique entre l'anode et la cathode, tandis que la saumure liquide continue à s'écouler dans la cuve. Il existe certes des règles de redémarrage, parce que des automates de sécurité verrouillent les dispositifs pour éviter les écoulements de chlore intempestifs, mais l'interruption est immédiate. Le redémarrage suppose que ce type d'interruptions ne peut être réalisé toutes les trois minutes, notamment parce que les membranes peuvent être endommagées. Cependant l'interruption peut être envisagée plusieurs fois par jour et il est possible de définir une fréquence à cet égard.

M. Bruno Sido, président – Le processus est plus facile s'il est programmé et que vous en êtes responsable.

M. Nicolas de Warren – Il s'agit là d'une autre logique, qui existe déjà. Nous avons décidé, pour des raisons d'arbitrage commercial, qu'il était parfois plus intéressant de vendre des mégawatts dans des situations de pointe aux producteurs et aux distributeurs.

M. Bruno Sido, président – Est-ce que vous vendez, ou est-ce que vous n'achetez pas ?

M. Nicolas de Warren – Nous n'achetons pas. Il existe différentes modalités.

M. Bruno Sido, président – La situation semble plus compliquée.

M. Nicolas de Warren – Certes, mais en pratique, le bénéfice économique profite aux deux parties, et l'arbitrage dépend de critères économiques, en fonction d'un besoin prévisible et programmé. Citons le cas des papetiers. Certains d'entre eux sont en train de changer de métier, parce que la vapeur produite dans leur industrie leur permet de fabriquer de l'électricité. Les grands papetiers européens sont donc aujourd'hui également des vendeurs d'électricité. Ils opèrent un arbitrage économique journalier, voire horaire, entre la vente d'électricité au réseau et la fabrication de la pâte à papier. Nous pourrions être dans la même situation, et nous la connaissons d'ailleurs en cas de pointe.

J'ai essayé d'élaborer un tableau comparatif, d'après les éléments reconstitués, car nous n'avons pas accès en détail à l'analyse technique réalisée, pour vous montrer les effets de la panne du 4 novembre, en France et en Italie. Vous vous rappelez que le fait générateur était la rupture de charge sur une « autoroute électrique » de 400 kilovoltampères (Kva) en Allemagne. Très vite, le réseau européen s'est partagé entre l'Est et l'Ouest, et il s'est produit une chute de fréquence en dessous de 50 Hz. En France, pour les

raisons précitées, nous avons assisté à un doublement du déficit initial, qui est passé à 19 000 MW dans les quelques minutes qui ont suivi. L'Italie, dans une proportion moindre, a connu le même type de déficit total. En France s'est alors produit le délestage automatique, qui a représenté 5 600 MW et touché 5 millions de consommateurs. Le même dispositif en Italie a représenté 1 300 MW. Les opérations ont différé à partir de ce moment.

En effet, dans les deux cas, les producteurs nationaux ont eu recours aux capacités supplémentaires, essentiellement hydrauliques, en fonction des marges d'appel. Cependant, en Italie, l'interruption immédiate a été déclenchée très rapidement. Elle aurait dû l'être dès le début, mais pour des raisons d'arbitrage de capacités, le gestionnaire a décidé de le faire à + 8 minutes. Il a donc délesté les producteurs électro-intensifs qui ont restitué au réseau 800 MW, soit 20% d'un volume total requis de 4 600 MW. Dans la demi-heure suivante, il a été fait appel aux productions supplémentaires, en fonction des ressources disponibles. Le dispositif italien mis en place en 2003 a donc été efficace. Il a permis de rétablir l'intégralité de la fourniture environ trente minutes plus tôt qu'en France, et les industriels ont apporté leur contribution au rééquilibrage instantané du réseau. J'ignore cependant si l'ampleur du délestage italien était le même qu'en France, dans la mesure où elle a importé en même temps.

Etudions maintenant la Grande Bretagne, et son régime du frequency control. Il s'agit d'un régime de contrôle de la fréquence. Il existe deux dispositifs, l'un manuel et l'autre automatique. Dans le premier, le temps de réponse est compris entre deux et trois minutes, ce qui est largement suffisant pour les électrolyses. Il faut alors définir techniquement les différentes modalités, telles que la durée de l'interruption, le temps de rétablissement, la franchise entre arrêts, le nombre d'arrêts maximum par jour. Le pilotage automatique correspond, lui, à un asservissement électronique qui induit que le temps de réponse équivaut à une demi-seconde. Il ne nécessite aucune intervention humaine. Ce dispositif doit être transposable en France. Les mêmes modalités que celles du pilotage manuel ont été définies, avec en plus un nombre d'arrêts maximum par an, selon trois plages de fréquence : 49,65, 49,70 et 49,75 Hz. Ces différents chiffres indiquent une prise en compte des différents degrés de profondeur de la crise.

L'Espagne, la Norvège et la Belgique possèdent apparemment des dispositifs comparables, mais nous ne détenons pas des informations détaillées. Je vous confirme que nous pouvons assurer techniquement cette restitution d'urgence.

M. Bruno Sido, président – Connaissez-vous d'autres types d'industrie pouvant s'arrêter quasiment instantanément ?

M. Nicolas de Warren – Le gestionnaire du réseau devrait en effectuer un recensement exhaustif. Nous entrons en effet dans des considérations techniques très précises et les modalités de la notion d'immédiateté sont très différentes, entre une interruption automatique avec un

préavis d'une demi-seconde, et une interruption de trois minutes, avec un préavis de deux minutes par exemple. Pour notre part, en cas d'interruption, nous pouvons être arrêtés pour une période de six mois par exemple. Mais pour l'électrometallurgie, l'aluminium étant liquide dans les cuves, il est important de redémarrer avant la prise en masse. Il existe donc des contraintes de temps pour le redémarrage. L'industrie d'acier primaire peut peut-être s'arrêter instantanément, ce que j'ignore, en fonction de la nature des fours : électriques, à induction... Certains phénomènes peuvent de plus altérer la composition physico-chimique du milieu, lors du processus d'élaboration d'une coulée, en provoquant des dégagements acides, une corrosion... Un certain nombre d'éléments techniques devraient donc être revus, et les process mériteraient de l'être un par un. Je ne peux pas me prononcer non plus sur les verreries et les cimenteries.

Au-delà de cette possibilité technique, nous nous demandons si le dispositif juridique actuel est suffisant pour prévoir ce système, à supposer que le gestionnaire du réseau le considère comme intéressant. Les compétences de RTE sont précisées par l'article 15 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, qui a ouvert en 2004 la possibilité de conclure des contrats de réservation de puissance. Si nous nous livrons à une analyse juridique plus fine, deux points émergent : il nous semble que ce dispositif résout la problématique des rapports contractuels dans le cas d'interruptions programmées. Mais en revanche je ne suis pas sûr qu'il garantisse une base légale suffisante pour ce concept de « prise en main », notamment parce qu'elle entraîne la substitution d'un exploitant par un autre. Le gestionnaire d'équilibre devient ainsi exploitant pour un temps donné. L'article 15 offre-t-il le support juridique nécessaire ? Il faut étudier cette question.

Il nous paraîtrait donc sans doute utile de compléter ce dispositif en prévoyant spécifiquement une habilitation légale du gestionnaire d'équilibre, en cas de menace immédiate sur le fonctionnement normal du réseau, à procéder à l'interruption immédiate des sites industriels à profil adapté et préalablement agréés.

M. Bruno Sido, président – Même si la situation française est particulière, ne pensez-vous pas qu'il devrait exister un contrat avec EDF dans ce but ?

M. Nicolas de Warren – Il ne s'agit pas d'EDF mais de RTE.

M. Bruno Sido, président – Ceci dit, cette question n'est pas la principale.

M. Nicolas de Warren – Effectivement. En tout cas, dans le cas italien, la compétence relève de la commission de régulation de l'électricité italienne, dans le cadre de ses missions propres, qui ont été fixées par la loi de 1995. Une compétence d'équilibrage du réseau lui a alors sans doute été reconnue. La configuration est différente en France, et je ne pense pas que la CRE soit autorisée à intervenir dans ce cas. L'article 15 de la loi de 2000 est-il

suffisamment solide sur ce point ? Je ne sais pas si la définition législative pourrait donner le support juridique nécessaire à la rémunération de cette sujétion.

M. Bruno Sido, président – Certaines contraintes peuvent être supprimées.

M. Nicolas de Warren – Certes, mais ne deviendrions-nous pas de facto un contributeur occasionnel du service public ? La notion de contribution au service public doit elle alors garder son caractère générique ? Ou peut-on la préciser jusque dans des modalités techniques d'exécution de cette nature ? Le support légal ne garantirait-il pas, par ailleurs, une meilleure euro-compatibilité par rapport à un support contractuel ? Le système fonctionne en Italie, et je pense que son régime a été notifié.

M. Bruno Sido, président – Je n'envisage pas que Bruxelles empêche de régler ce problème d'extrême pointe.

M. Michel Sergent – Je souhaiterais savoir si les contrats visés par l'article 15 de la loi de 2000 ont fait l'objet de signatures et d'applications. Par ailleurs, les activités à profil adapté sont-elles désormais répertoriées en France ? Faut-il se limiter aux activités électro-intensives ou existe-il d'autres secteurs d'activité qui pourraient participer occasionnellement à un effacement ?

M. Nicolas de Warren – Concernant les contrats, à notre connaissance, ils n'ont pas été signés ou appliqués, cependant notre réflexion sur ce sujet ne date que de novembre dernier. Nous n'avons en tout cas pas eu de discussions particulières avec RTE sur la question. Nous savons que RTE envisage de consulter sur l'utilisation de l'article 15, peut-être dans des dispositifs d'appel d'offres, et qu'il collecte actuellement des informations, notamment sur les dispositifs existant dans les autres pays européens.

De même, à notre connaissance, aucun recensement précis des capacités d'interruptibilité immédiate n'a été effectué. Il faudra cependant poser la question à EDF ou RTE. De notre point de vue, cette question a été appréhendée jusqu'alors essentiellement dans une logique de capacité supplémentaire de production pouvant être mobilisée. Les investissements supplémentaires actuels d'EDF dans des capacités de pointe ou d'ultra-pointe en témoignent. Il est par ailleurs essentiel de savoir si l'interconnexion permet de prévenir les ruptures ou les favorise. La crise du 4 novembre est à ce titre éloquent. Elle montre que la difficulté du secteur électrique réside dans le fait que les vérités sont différentes d'une seconde à l'autre. Ainsi, en France, le décrochage automatique du parc éolien a aggravé le déficit, alors qu'en Allemagne, il a permis d'atténuer le phénomène de sur-fréquence. En effet, à ce moment là, l'Allemagne orientale s'est trouvée en situation de surproduction, et le brutal décrochage des éoliennes a contribué à rééquilibrer le réseau. Le raisonnement s'effectue donc en temps réel. Il faut donc procéder à une analyse des grands types de procédés et, pour chacun, analyser les conditions propres à chaque site. Il existe ainsi trois types d'électrolyse : les

électrolyses mercure, les plus anciennes, amenées à être remplacées, les électrolyses membranes, et les électrolyses diaphragme. Ces trois configurations techniques admettent des règles d'interruption immédiate différentes, principalement parce qu'il faut protéger les membranes. Il me semble que dans l'électrometallurgie, les procédés sont plus homogènes. L'outil français est encore composé à 40% d'électrolyse mercure, les deux autres types représentant environ chacun un tiers. La définition ne me semble cependant pas une difficulté insurmontable, et peut être réalisée dans des délais raisonnables. Il faudrait élaborer une cartographie des puissances effaçables.

M. Bruno Sido, président – Comment se négocie le coût de la rémunération du service rendu ? N'est-il pas trop élevé pour EDF ? L'est-il assez pour vous ?

M. Nicolas de Warren – Dans le cadre des interruptions programmées ?

M. Bruno Sido, président – Oui, programmées ou immédiates.

M. Nicolas de Warren – Il n'existe pas de dispositif pour les interruptions immédiates. Pour les interruptions programmées, les modalités de rémunération sont préétablies. Ce dispositif, historique, et qui fonctionne une partie importante de l'année, n'a jamais été conçu selon un arbitrage économique instantané. En effet, il y a vingt ans, les outils d'arbitrage entre un besoin et un prix ne permettaient pas de mettre aux enchères par tranches des mégawatts toutes les dix secondes ou toutes les heures par exemple. Les systèmes de rémunération étaient assez uniformes. Aujourd'hui, compte tenu du renchérissement du mégawatt de pointe, nous pourrions imaginer une salle des marchés, et une négociation à la minute, en fonction du prix proposé. Les traders d'électricité arbitrent d'ailleurs dans de telles conditions. Ils achètent de l'électricité à l'écran, en temps réel. Les contrats actuels s'inscrivent cependant dans une logique de prix beaucoup plus stable.

Le système italien, quant à lui, a fixé le montant de la rémunération forfaitaire. Dans le texte de la délibération de 2006, elle est significative, puisqu'elle s'élève à 150 000 euros par MW. Ce montant doit toutefois être rapporté au coût d'investissement, et au temps de retour sur investissement d'une capacité supplémentaire ne fonctionnant que quelques heures par an.

M. Bruno Sido, président – Quelle en serait la durée, justement ?

M. Nicolas de Warren – Nous ne disposons aujourd'hui d'aucun dispositif de délestage d'urgence. Chaque effacement programmé fait l'objet d'une programmation avec des préavis sur des plages. EDF nous prévient, avec un délai significatif, des pointes probables, qui surviennent le plus souvent en hiver. Ainsi, pendant quelques jours, nous réduisons notre consommation et adaptons notre production et nos stocks à cette prévision. L'interruptibilité immédiate n'est en aucun cas mise en place, d'un point de vue à la fois technique et juridique.

M. Bruno Sido, président – Dans votre tableau comparatif, vous avez néanmoins indiqué que l'Italie avait rétabli son réseau une demi-heure avant la France. Pourquoi ?

M. Nicolas de Warren – Cette question dépasse mon champ de compétences, et je ne peux y répondre. Dans ce tableau, je souhaitais simplement souligner que l'interruption immédiate qui a été décidée par le gestionnaire italien Terna, pour des raisons d'arbitrage économique, à + 8 minutes, à partir de 22 heures 13, indique qu'ils possédaient sans doute une réserve immédiatement disponible dans le parc de production de 700 MW, et qu'ils se sont aperçus, au bout de trois ou quatre minutes, qu'elle était insuffisante. Ils ont donc immédiatement procédé à l'interruption des industriels. Ces mesures sont d'ailleurs définies par les textes.

M. Bruno Sido, président – Les huit minutes ne sont cependant pas définies par les textes ?

M. Nicolas de Warren – Non, ce délai résulte d'une décision de l'opérateur. Celui-ci a dû se demander s'il existait un moyen moins cher de pallier la rupture, et s'est alors aperçu que la réserve était insuffisante. Qu'il ait interrompu ou non le système, les industriels bénéficiaient de toute façon de la redevance forfaitaire de sujétion. Peut-être le gestionnaire de réseau a-t-il arbitré sur la part variable.

M. Bruno Sido, président – Ce système est assez subtil.

M. Nicolas de Warren – La part variable se négocie.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Je constate donc qu'une amélioration est possible dans l'équilibre du réseau.

M. Bruno Sido, président – Il existe effectivement des solutions.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Nous avons d'ailleurs ainsi abandonné l'ancien système de démarrage des inductions des chauffe-eau électriques, que j'ai connu dans ma jeunesse. Il a été transformé en une utilisation du courant de nuit. Auparavant, EDF envoyait en effet un signal, et le chauffe-eau se mettait en marche.

M. Nicolas de Warren – Le dernier intérêt de cette proposition est qu'elle peut être mise en œuvre très rapidement, en quelques mois, sans attendre la disponibilité de nouvelles capacités de production. De surcroît, pour la France, la configuration géographique de nos installations peut contribuer à résoudre le problème du déficit de la région sud-est.

M. Marcel Deneux, rapporteur – En revanche, il ne réglera pas celui de la Bretagne.

M. Nicolas de Warren – Non, même si nous nous réjouissons d'investir en Bretagne...

M. Bruno Sido, président – Plus aucune question n'étant posée, je vous remercie de votre présence parmi nous.

Consommation, Logement et Cadre de Vie (CLCV)

21 mars

Mme Reine-Claude Mader, présidente

M. Bruno Sido, président – Nous avons le plaisir d'accueillir maintenant Reine-Claude Mader, la présidente de l'association Consommation, logement et cadre de vie (CLCV). Madame, nous avons souhaité vous entendre sur les questions de sécurité d'approvisionnement de la France en électricité. Notre mission a été créée suite à l'incident du 4 novembre 2006, au cours duquel plusieurs millions de consommateurs européens ont été délestés pendant plus d'une heure. Nous allons dans un premier temps écouter votre exposé sur le sujet avant de vous poser quelques questions.

Mme Reine-Claude Mader, présidente de l'association CLCV - En tant que consommateurs, nous avons pour habitude d'aborder les questions de manière terre-à-terre et directe. La question de la sécurité d'approvisionnement de la France est en fait très ambitieuse. Nous avons suivi, dans la presse, le débat qui a suivi l'incident du 4 novembre et qui nous a amené à réfléchir sur ce thème que nous n'avons pas l'habitude d'aborder sous cet angle. En matière d'électricité, nous nous dirigeons plus naturellement vers les questions de tarifs et de fourniture aux particuliers et non vers celles, bien plus larges, que pose cet incident. Nous avons cependant voulu nous impliquer plus avant dans ce domaine, car il traite d'un problème de fond.

L'énergie ne se résume pas à la seule électricité. Pour autant, nous avons pleinement conscience de l'importance que revêt la question de la fourniture électrique de la France. Ne disposant pas de réserves énergétiques considérables, la France doit maintenir sa production. Notre organisation n'a jamais pris position contre le nucléaire. Néanmoins, nous jugeons important de développer les autres types d'énergies et, plus particulièrement, les énergies renouvelables. Aujourd'hui, la France maîtrise les coûts de l'énergie. Cet aspect nous semble fondamental, mais nous ajoutons à notre réflexion des préoccupations d'ordre environnemental.

Nous constatons que la production d'origine nucléaire produit moins de gaz à effet de serre que la production à partir du charbon. Pour autant, il serait imprudent de négliger les inconvénients du nucléaire, notamment le traitement des déchets. Les débats récents ont illustré la sensibilité des Français à ce niveau. Ce sujet doit en outre être examiné sous l'angle des coûts : le traitement des déchets reste coûteux. Par ailleurs, si la question du démantèlement des centrales semble avoir été intégrée, comment savoir si les réserves prévues à cet effet seront à la hauteur des coûts réels ? Enfin, notre indépendance énergétique reste relative : en effet, nous ne disposons pas, en France, de ressources importantes en uranium.

La population continue donc de s'interroger sur les risques potentiels du nucléaire, même s'ils semblent correctement maîtrisés. Mais nous estimons insuffisante l'information sur ce sujet : en ce qui concerne le nucléaire, nous ne saurions nous contenter d'une vision à court terme car les conséquences à long terme sont considérables. Elles sont évidentes dans le domaine du stockage des déchets, mais restent peut-être moins évidentes en matière de sécurité d'approvisionnement. En effet, cette dernière dépend notamment de la modernisation du parc nucléaire. Plusieurs centrales nucléaires arrivent en fin de vie, même si leur durée de vie a été prolongée. Certaines atteignent aujourd'hui le seuil des 40 ans. De même, le parc thermique est obsolète et devra être rénové à moyen terme.

Les exigences environnementales ont amené le Conseil européen à fixer des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Les Etats membres se sont engagés à réduire de 20 % leurs émissions à l'horizon 2020. La France a obtenu que la production d'origine nucléaire soit intégrée dans la prise en compte des progrès en matière d'énergies renouvelables. Ce point nous paraît positif. Les questions de coût doivent par ailleurs être examinées, puisque le renouvellement des moyens de production risque de peser de manière non négligeable sur les tarifs de l'électricité.

L'incident du 4 novembre pose la question de la gestion des réseaux de transport. La régulation du système de transport de l'électricité doit être examinée au niveau européen. Nous estimons souhaitable l'émergence d'une autorité européenne en charge de cette tâche. Nous savons qu'à l'heure actuelle, la gestion des coupures et la répartition des délestages est assurée pour l'essentiel par des automates. Or, certains sites semblent plus sensibles que d'autres. Sur ce sujet, nous ne disposons que de peu d'information. Je me fais en cela l'écho des consommateurs. Bien entendu, nous avons effectué des recherches sur ce thème. Nous avons ainsi eu accès à des documents qui nous donnent une vue d'ensemble du système. Toutefois, le consommateur lambda ne dispose pas de ces éléments. Il faut y remédier.

Réseau de transport d'électricité (RTE) et Electricité de France (EDF) sont aujourd'hui liés. Ce système sera-t-il maintenu à l'avenir ? Nous pouvons en douter. L'exemple de Réseau ferré de France (RFF), qui gère le réseau ferré, et de la Société nationale des chemins de fer (SNCF), qui l'exploite, introduit quelque peu le doute dans nos esprits. Le choix qui sera fait en la matière conditionnera l'approvisionnement des consommateurs.

L'émergence de nouveaux acteurs, par le biais de la libéralisation, est également pour nous source d'inquiétude. Nous avons eu l'occasion d'en débattre à maintes reprises, notamment dans le cadre de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Les réponses qui nous ont été apportées nous laissent toujours assez perplexes. Demain, qui détiendra les clés de la distribution et de la production ? De nombreux opérateurs, pour certains étrangers, voire non européens, vont prendre pied sur le marché français. Quelles conséquences ce mouvement pourra-t-il avoir ?

Dans ce cadre, l'association CLCV ne saurait admettre que l'Etat ne conserve pas un rôle de tout premier ordre sur les questions de l'énergie, de l'électricité et, tout particulièrement, de la production d'origine nucléaire. Nous ne pouvons laisser ces enjeux aux mains d'opérateurs étrangers, qui feront peut être un jour primer les considérations capitalistiques sur les exigences d'approvisionnement et de sécurité. Aujourd'hui, RTE reste filiale d'EDF. Cette situation peut-elle perdurer ? Pour l'instant, nous n'en savons rien.

Nous intégrons bien entendu les questions de prix à notre réflexion. En matière de fourniture d'électricité, des débats ont eu lieu récemment sur la question des tarifs réglementés et des tarifs libres. L'orientation officielle a légèrement varié en la matière. Il reste aujourd'hui possible de conserver les tarifs réglementés. Cependant, une fois sorti de ce système, il est impossible de faire machine arrière. De même, après un déménagement, il est impossible pour un particulier de conserver le système des tarifs réglementés. Ce débat, qui reste suspendu aux remarques de la Commission européenne, inquiète les consommateurs.

Nous demandons que l'approvisionnement soit garanti pour tous les résidents en France, aux meilleures conditions sur le plan des prix et de la qualité. L'indépendance énergétique de la France nous semble vitale. Parallèlement, nous souhaitons que les prix de l'énergie restent compétitifs. Nous restons en outre attentifs à la préservation de l'environnement lors des opérations de production, de transport, de consommation et de stockage. Nous demeurons par ailleurs vigilants sur la question de la cohésion sociale et territoriale. Il serait inadmissible que certains secteurs voient leur approvisionnement menacé.

Certaines de nos demandes sont plutôt axées sur les questions de consommation dans la perspective de la libéralisation. Les offres des nouveaux acteurs doivent être lisibles et aisément comparables, afin que le consommateur puisse effectuer un choix éclairé. Nous craignons en effet une ruée sur des offres attractives sur le court terme et fort peu intéressantes à moyen terme.

L'effort de promotion des énergies renouvelables doit se poursuivre. La question de la production de l'électricité et de son transport reste primordiale. Néanmoins, nous ne pouvons en rester là. Même si les énergies renouvelables ne semblent pas en mesure d'assurer l'intégralité de la production française à court terme, il n'en reste pas moins essentiel de développer leur usage. Dans cette optique, il apparaît important de permettre aux consommateurs de s'équiper à titre individuel en énergie solaire ou éolienne. Une telle incitation doit s'effectuer par le biais de mesures fiscales incitatives ou de prêts à taux préférentiel.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie. Ma première question portera sur un thème que vous avez déjà abordé : la libéralisation du marché. Après les gros consommateurs, puis les commerces et industries, le marché

particulier de l'électricité s'ouvre à la concurrence le 1^{er} juillet 2007. Comment votre association se positionne-t-elle face à cette mutation annoncée ? L'estimez-vous bénéfique, en termes de droits comme en termes financiers, pour le consommateur, ainsi que cela l'a été dans le cas de la téléphonie mobile ?

Mme Reine-Claude Mader – L'ouverture du marché de la téléphonie mobile a donné lieu à une baisse sensible des tarifs. Si les dépenses des consommateurs en la matière ont augmenté de manière considérable, c'est tout simplement parce qu'ils téléphonent beaucoup plus qu'ils ne le faisaient avant. La comparaison avec l'énergie peut être intéressante, mais s'avère au final assez limitée, dans la mesure où il est impossible de se passer d'énergie. Chacun peut téléphoner moins pour préserver son budget, mais il n'est pas possible de vivre sans énergie. La marge de manœuvre du consommateur s'avère donc réduite, même s'il reste possible d'effectuer des économies d'énergie.

L'ouverture du marché résulte d'une décision assez ancienne. Nous l'acceptons comme un fait accompli et nous ne nous prononçons pas contre la libéralisation du secteur. Plutôt que de se battre contre cette ouverture programmée et de dénoncer les décisions passées, l'association CLCV milite pour un choix éclairé : les consommateurs doivent pouvoir choisir en toute connaissance de cause. Pour cela, ils ont besoin d'une information claire et accessible à tous égards. Les contrats et les clauses doivent être clairement rédigés. Par ailleurs, nous redoutons un phénomène identique à celui que nous avons constaté sur le marché de la téléphonie. Nous avons remarqué que certains nouveaux opérateurs proposent dans un premier temps des offres très attractives, afin de rafler une confortable part du marché, avant de modifier sensiblement leurs conditions tarifaires dans les mois qui suivent. Les contrats doivent être rédigés de manière claire et les conditions de résiliation doivent en outre être satisfaisantes.

Il nous faut ensuite revenir sur la question des tarifs réglementés. La CLCV a participé aux travaux de la CRE sur cette question. Compte tenu des informations à notre disposition, nous conseillons aujourd'hui aux consommateurs de conserver pour l'heure les tarifs réglementés. Nous considérons que les opérateurs ne nous ont pas fourni de garanties suffisantes sur les tarifs. Il ne s'agit pas d'une position de principe, mais d'un jugement pragmatique, sur la base des informations qui nous ont été transmises.

M. Bruno Sido, président – A ce propos, vous allez plus loin encore en demandant que les consommateurs qui optent pour le marché ouvert puissent revenir à tout moment aux tarifs régulés. Ce système a l'avantage pour le consommateur de le mettre en position gagnante dans tous les cas. Pouvez vous nous détailler votre position sur ce point ?

Mme Reine-Claude Mader – Comment les tarifs vont-ils évoluer au cours des prochaines années ? Nous réalisons que nous nous trouvons face à la boîte de Pandore. Personne n'est aujourd'hui capable de dire ce qui adviendra

sur le plan tarifaire. Allons-nous assister à une baisse des prix ou risquent-ils au contraire de s'envoler ? Sur le marché des entreprises, nous avons pu constater que, dans certains cas, les prix avaient doublé en l'espace de quelques mois. J'ai eu connaissance de plusieurs exemples de ce type. Dès lors, nous estimons que les particuliers doivent pouvoir conserver le choix entre tarifs régulés et tarifs déréglementés. Aujourd'hui, il semble acquis que les particuliers pourront conserver aussi longtemps qu'ils le souhaitent le tarif régulé. Néanmoins, nous demandons, pour ceux qui ont fait le choix des tarifs déréglementés, sur la base d'une information qui se doit d'être claire, une possibilité de retourner aux tarifs régulés en cas d'explosion des tarifs. C'est un système de ce type qui a été mis au point récemment pour les moyennes entreprises.

M. Bruno Sido, président – Cette question a suscité de vifs débats.

Mme Reine-Claude Mader – Il n'est pas concevable de traiter moins bien les consommateurs que les entreprises.

M. Bruno Sido, président – En réalité, il n'y a pas de véritable retour possible aux tarifs régulés pour les entreprises.

Mme Reine-Claude Mader – C'est exact. Ils bénéficient tout de même d'une réduction importante. Nous ne remettons pas en cause la liberté de fixation des prix. Néanmoins, il nous apparaît souhaitable de fixer une fourchette raisonnable dans laquelle les prix doivent évoluer. Nous savons d'ores et déjà que, de par son statut, EDF pourra fixer des prix plus bas que ses nouveaux concurrents, qui ne seront en réalité que des courtiers en électricité.

En fait, à l'origine, nous n'étions pas opposés par principe à la libéralisation. Cette perspective nous semblait intéressante pour les consommateurs, même si nous craignions qu'ils ne soient quelque peu perdus dans un premier temps. En effet, des décennies de monopole ne sauraient être effacées en quelques mois. Les consommateurs avaient acquis la conviction qu'un tarif ne se négociait pas. De plus, ils étaient dans leur grande majorité satisfaits du système et d'EDF. Toutefois, l'exemple des moyennes entreprises nous a rendus plus méfiants. Les pouvoirs publics demandent aujourd'hui au consommateur de changer de système, mais quel intérêt a-t-il à basculer dans le nouveau dispositif ? Pour l'heure, le consommateur bénéficie d'une énergie fiable. Certains acteurs font valoir qu'ailleurs les tarifs ont baissé. Pourtant, nous avons relevé une certaine grogne chez les voisins européens qui ont déjà libéralisé le secteur. Dans ces pays, les consommateurs sont loin d'être satisfaits des changements. Que faire face à cette situation ?

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Je ne peux m'empêcher d'intervenir sur ce thème. Aujourd'hui deux principes s'affrontent. Le tarif régulé s'oppose aux principes du marché. Les tarifs régulés assurent une certaine solidarité ainsi que la mise en œuvre des principes de mutualisation et de péréquation. Le marché libre ressemble quelque peu au poker : les risques de gagner existent, mais les risques de perdre sont tout aussi réels. En tant que

représentante des consommateurs, pour quel modèle plaidez-vous ? Pouvez-vous être plus précise quant à vos positions sur ce thème ?

Mme Reine-Claude Mader – A l’origine, nous n’avons pas pris position contre la libéralisation du secteur. Nous avons simplement acté cette décision, prise à Bruxelles, avec l’accord des Etats-membres. Je suis cependant choquée par certaines obligations qui accompagnent la libéralisation. Ainsi, si je déménage après le 1er juillet, je me trouverai contrainte de quitter les tarifs réglementés. Il faut laisser la liberté à ceux qui veulent s’aventurer sur le marché et laisser aux autres la liberté de conserver les tarifs régulés.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Il faut également laisser la possibilité aux personnes qui ont accepté les tarifs dérégulés de revenir par la suite aux tarifs régulés.

Mme Reine-Claude Mader – Le cas échéant. Je m’aperçois que mes propos peuvent vous paraître incohérents. Cette position qui place le consommateur en situation de gagnant systématique peut sembler choquante. N’oublions pas cependant que ces mutations ne résultent en rien d’une demande des consommateurs. Ils y ont été contraints. Confrontés à ce changement, il est bien logique qu’ils tentent de tirer leur épingle d’un jeu dont ils n’ont pas fixé les règles.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Vous plaidez pour le droit à l’énergie et plus particulièrement pour le maintien de l’énergie chez les particuliers. Il s’agit là d’une démarche noble. Dans de tels cas, qui doit payer pour le maintien de l’énergie ?

Mme Reine-Claude Mader – Un fonds doit être créé et abondé régulièrement par tous les opérateurs. Nous sommes sortis du marché régulé. Néanmoins, le principe de solidarité nationale n’a pas disparu. Il continue à s’appliquer pour les personnes en difficulté.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Vous faites référence aux opérateurs. Ce terme doit-il être compris dans une acception large ou restreinte aux seuls acteurs de la distribution de l’énergie ou encore de sa production ? Qui, selon vous, doit finalement abonder ce fonds ?

Mme Reine-Claude Mader – Tous ceux qui occupent une position sur le marché de l’énergie, producteurs ou distributeurs, doivent abonder ce fonds. Ceux qui achètent l’énergie sur un marché libre avant de la redistribuer ne sauraient en être exempts.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Vous envisagez donc tous les acteurs du secteur de l’énergie ?

Mme Reine-Claude Mader – Exactement. Ce fonds doit être mis en place et il faut qu’il soit abondé par tous ceux qui font commerce de l’énergie à un stade ou à un autre.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Comment votre structure se positionne-t-elle sur le terrain des économies d'énergie ?

Mme Reine-Claude Mader – Nous avons une longue tradition dans ce domaine. Nous nous sommes toujours prononcés en faveur du développement du solaire et de l'éolien. Nous venons à ce sujet de créer une coopérative, nommée « Energi'c », pour permettre aux particuliers qui le souhaitent de s'équiper en panneaux solaires à des tarifs attractifs. Nous mettons ensuite ces personnes en contact avec les installateurs agréés, car nous avons remarqué une pénurie dans ce domaine. Il est aujourd'hui difficile de trouver à proximité de chez soi un installateur agréé. Ce constat explique d'ailleurs certainement la relative stagnation de l'énergie solaire en France. Après des débuts encourageants, le marché semble s'être quelque peu tassé. Parallèlement, nous agissons auprès des compagnies d'assurance, afin qu'elles couvrent les risques dénoncés par EDF au sujet de la revente par les particuliers de leurs éventuels surplus d'énergie. Les conditions d'assurance négociées par EDF étaient jusqu'à présent tellement exorbitantes qu'il était virtuellement impossible de revendre ce surplus de production.

De plus, nous avons récemment créé, avec le concours d'une association environnementale, un site sur les économies d'énergie, nommé « Top en ». Les consommateurs peuvent y retrouver les dix modèles les moins énergivores pour chaque type d'équipement et d'appareil ménager. Ces deux outils sont récents, mais notre engagement en faveur des énergies renouvelables est nettement plus ancien.

M. Bruno Sido, président – Je voudrais revenir sur la production d'énergie en France. Quel est, selon vous, le bouquet énergétique idéal ?

Mme Reine-Claude Mader – S'il est primordial de conserver un certain équilibre, il m'est difficile d'avancer des chiffres précis. Nous devons à l'évidence développer le solaire et l'éolien, réduits pour l'heure à la portion congrue. Nous sommes cependant conscients du fait que le nucléaire et le thermique continueront à contribuer de façon majoritaire à la production d'électricité dans les années à venir. Parallèlement, les réserves de charbon semblent aujourd'hui encore très importantes. Pour autant, nous ne saurions négliger le fait que cette énergie s'avère très polluante. L'arbitrage sur ce plan n'est pas évident.

Il m'est impossible de chiffrer la part souhaitable de chaque type d'énergie dans notre bouquet futur. Le nucléaire est voué à conserver une place prédominante dans un futur proche, même si nous parvenions à nous doter d'un parc éolien très développé. En ce qui concerne le gaz plus particulièrement, il nous faut garder à l'esprit que la France n'est pas productrice et qu'elle reste dépendante des marchés internationaux. Les réserves actuelles doivent pouvoir couvrir les besoins pour les trente prochaines années. Il nous faut tenir compte de tous ces éléments pour définir un nouvel équilibre. Pour autant, je doute que quiconque soit en mesure d'arrêter la part exacte de chaque énergie.

M. Bruno Sido, président – Je souhaite pour ma part vous poser une dernière question. Vous avez l’occasion de travailler régulièrement avec d’autres organisations de consommateurs européennes. Selon vous, les consommateurs européens ont-ils pleinement pris conscience des enjeux de sécurité d’approvisionnement en énergie et de ses conséquences sur l’organisation, la concurrence et l’interconnexion ?

Mme Reine-Claude Mader – L’ouverture à la concurrence du marché de l’énergie a été très largement débattue au sein de toutes les associations de consommateurs. J’appartiens pour ma part au Bureau européen des associations de consommateurs et au Groupe d’études des associations de consommateurs auprès de la Commission européenne. J’ai pu constater que ce thème constitue une préoccupation majeure dans de nombreux pays. Sur cette question, les pays qui viennent d’entrer dans l’Union européenne semblent avoir une approche différente. A ma connaissance, aucune association issue d’un pays membre de longue date de l’Union n’a milité en son temps pour l’ouverture des marchés énergétiques. Toutes estiment en fait que l’Etat doit jouer un rôle prédominant dans ce secteur particulier. La fonction de régulateur reste à leur sens prépondérante. Elles s’interrogent en outre sur l’évolution des prix de l’énergie et craignent que la libéralisation n’aboutisse à une augmentation des coûts. Cette crainte est d’autant plus prégnante que la part du budget des ménages consacrée à l’énergie est déjà lourde.

En revanche, les questions de sécurité d’approvisionnement n’ont pas encore véritablement retenu l’attention des associations de consommateurs. Ce constat devrait d’ailleurs nous faire réfléchir. Nous vivons aujourd’hui dans une société qui considère que l’énergie est un droit et que l’approvisionnement ne peut être réellement menacé. Personne n’imagine que nos pays puissent être confrontés à une pénurie d’énergie. Il va de soi pour nous que tous pourront bénéficier demain d’électricité sans aucune restriction. Dès lors, sur ce sujet, d’autres préoccupations priment, qui relèvent de l’aspect environnemental, de la répartition, de la provenance et plus encore des prix, mais chacun semble se détourner de la question de l’approvisionnement.

A Bruxelles, nous débattons beaucoup de la libéralisation des services d’intérêt général. Nous constatons d’importantes réticences dans certains cas. L’énergie en fait partie. Les directives sur la question sont assez anciennes. Nous avons eu l’occasion de le rappeler à ceux qui l’avaient oublié. Notre association a étudié ces textes en détail. En quelque sorte, nous avons quelque peu remisé cette préoccupation, tant les textes tardaient à entrer en vigueur. Aujourd’hui, les particuliers et les consommateurs se réveillent. Ils doivent aujourd’hui reprendre des dossiers qu’ils avaient quelque peu délaissés. Le choc a été réel lorsque la CRE a ouvert les travaux sur la libéralisation des services aux particuliers. Il en a d’ailleurs été de même dans d’autres pays au moment de l’ouverture du dossier.

Mme Nicole Bricq – Vous jugez le bon approvisionnement de notre pays comme un fait acquis.

Mme Reine-Claude Mader – C'est ainsi en général dans l'esprit du public.

Mme Nicole Bricq – Les associations de consommateurs font aussi partie du public. Une telle position m'interpelle. Nous entrons aujourd'hui dans un monde où l'approvisionnement risque de devenir de plus en plus aléatoire, notamment pour l'Europe. Dans la mesure où vos associations jouent un rôle pédagogique certain auprès des consommateurs, ne pensez-vous pas que vous pourriez participer à la prise de conscience du public sur ce sujet ? C'est certainement ainsi qu'émergeront de nouvelles attitudes sur les économies d'énergie et les modèles de consommation dominants.

Mme Reine-Claude Mader – Nous constatons aujourd'hui chez les consommateurs un véritable mouvement en faveur de l'éco-consommation. Cette notion recouvre de nombreux domaines, tels que l'électricité ou le traitement des déchets.

Mme Nicole Bricq – Cette mutation du comportement des consommateurs s'accompagne en parallèle d'une mutation chez les industriels.

Mme Reine-Claude Mader – Nous considérons que l'éco-consommation va de pair avec l'éco-conception. Les industriels doivent faire un effort de leur côté. Dans le domaine de l'habitat, ces derniers se doivent de développer des solutions économes en énergie. Les économies d'énergie résulteront, d'une part, d'un effort des particuliers et, d'autre part, d'un effort des industriels. J'estime que notre association, lorsqu'elle crée des comparateurs ou lorsqu'elle prend des initiatives en faveur du solaire, assume son rôle pédagogique auprès du consommateur.

Ce sont les débats sur le nucléaire qui nous ont amené à agir en la matière. Sans être opposés par principe à cette énergie, nous estimons qu'il est actuellement souhaitable de réduire sa part. Nous avons donc réfléchi aux possibilités de substitution. Cette prise de position est bien antérieure aux discussions sur le réchauffement climatique. Il nous faut aujourd'hui intégrer les émissions de dioxyde de carbone dans notre réflexion. En cela, le nucléaire apparaît avantageux, mais la question des déchets ne saurait être évacuée pour autant. Au-delà, le poids des lobbies reste important. En tant qu'association de consommateurs, nous essayons d'éduquer le public. Reste à savoir ce que nous pouvons faire en tant que consommateurs et association de consommateurs pour contrer les lobbies qui tentent de freiner la progression de nouvelles énergies.

Si le solaire ne s'est pas développé autant qu'il aurait pu le faire en France, c'est parce que les chercheurs n'ont montré aucun engouement pour ce thème. Leur engagement demeure en effet une condition *sine qua non* du développement des énergies renouvelables. C'est ainsi que se développeront de nouvelles constructions moins énergétivores.

Il faut arrêter de culpabiliser en permanence le consommateur et de le rendre responsable de tous les maux. En fait, les consommateurs se bornent à faire des choix parmi un panel d'offres. Ils ne peuvent acheter que ce qu'ils trouvent sur le marché. Les associations de consommateurs peuvent, de leur côté, les sensibiliser, afin qu'ils optent pour les solutions les moins polluantes. Au-delà, nous ne sommes pas responsables de l'éco-conception, même si nous rencontrons régulièrement les industriels.

Je suis choquée par cette tendance qui vise à mettre systématiquement le consommateur en position d'accusé. Les reproches pleuvent. En ce qui concerne par exemple les machines à laver, les modèles haut de gamme et, par conséquent, les modèles les plus chers sont les moins énergivores. Les modèles bas de gamme consomment nettement plus d'énergie. Les consommateurs vont bien souvent préférer les seconds, dont le prix tourne autour de 400 euros. Comment faire en sorte que ces modèles énergivores disparaissent du marché et soient remplacés par des modèles plus respectueux de l'environnement et aussi accessibles ? Il en va de même pour les bâtiments. Les solutions d'éco-conception restent inabordables pour la majeure partie des consommateurs. Comme beaucoup, j'aurais envie d'une maison moins consommatrice en énergie. Cependant, je ne peux me le permettre. Comment peut-on rendre ces solutions plus accessibles ?

Seule une mobilisation d'ampleur pourrait permettre de contourner ces difficultés. Ce n'est que récemment que les pouvoirs publics se sont mobilisés sur cette question. Le Conseil économique et social, auquel j'appartiens, s'est penché dernièrement sur ce sujet. Nous avons eu l'occasion d'entendre des responsables d'EDF, qui nous ont avoué à demi-mot ne s'intéresser véritablement à l'éolien que depuis quelques années.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Vous vous prononcez tout naturellement en faveur du développement des énergies renouvelables. Dans mon département, neuf projets éoliens ont été montés au cours des dix-huit derniers mois. J'ai été amené à participer à trois réunions dans les communes sur lesquelles devraient être implantées les éoliennes. J'ai pu constater qu'une association très virulente et très active contre ces projets a vu le jour récemment. Elle s'invite depuis à toutes les réunions sur le sujet. Les maires qui prennent position pour ces implantations se retrouvent chahutés par ces personnes, alors qu'ils doivent déjà faire face à la tiédeur de leur conseil municipal.

Face à cela, je n'ai jamais rencontré dans ces réunions d'associations de consommateurs venues défendre ce type de projet. Alors que les neuf dossiers se trouvent aujourd'hui à un stade avancé, je crois que seuls deux pourront voir le jour, en raison de la virulence de l'opposition. Nous avons besoin d'un réflexe citoyen. Nous devons réfléchir à une organisation rassemblant tous ceux qui sont favorables au développement de l'éolien. Je crois que, dans cette optique, vos associations ont un rôle important à jouer. Sans une telle mobilisation, les maires vont rapidement renoncer. Ils doivent faire face à une coalition impressionnante contre eux. Leurs mairies sont

parfois taguées. Des villages de quelques centaines d'habitants voient s'organiser chez eux une manifestation, alors qu'ils n'en avaient pas connue depuis plusieurs décennies. Nous pouvons aisément comprendre que cela les refroidisse. Bien entendu, la venue d'un sénateur n'arrange rien à cela.

Mme Reine-Claude Mader – A ma connaissance, aucun membre de mon association ne s'est déplacé sur le terrain pour défendre ces projets. Néanmoins, nous n'avons jamais reçu de demande dans ce sens. J'habite en Picardie, dans une région en pointe sur l'éolien. Un long travail d'explication au niveau local est souvent nécessaire avant d'obtenir l'accord des populations locales. En tant que citoyenne et non en tant que responsable d'association, j'ai participé à plusieurs réunions de concertation sur ces sujets. J'ai pu constater qu'il n'était pas simple de s'élever contre ceux qui contestent de tels projets. Les propos de ces personnes à l'égard des défenseurs de l'éolien sont souvent très virulents. Au-delà, je crois que le travail d'explication des enjeux n'est bien souvent pas correctement effectué. Il faut faire comprendre aux citoyens qu'il s'agit là d'une question primordiale pour notre avenir. Si l'on ne recourt pas à de telles solutions, nous mettons en péril notre approvisionnement énergétique.

Cependant, j'ai pu voir fleurir autour de moi des initiatives qui démontrent un changement de mentalité. Ainsi, dans certaines villes, l'éclairage public est désormais alimenté par l'énergie solaire. Ces projets ont été acceptés sans difficulté car ils permettent de réaliser rapidement des économies. Les éoliennes suscitent en revanche plus de réticences. Néanmoins, dans certains cas, en déplaçant leur implantation, les maires obtiennent l'accord de la population.

Il serait bon de réfléchir à la manière d'associer les citoyens à la prise de décision. Quelques progrès ont été réalisés sur ce plan au cours des dernières années. Les réunions de concertation permettent de sensibiliser la population et de tenir compte d'éventuelles réticences. Ce dialogue avec des administrés qui exposent leurs craintes permet d'aménager les décisions et de les rendre plus acceptables. L'exemple des convois de déchets nucléaires est à ce sujet éclairant. Il est important de nouer un dialogue et tenter de convaincre ces personnes inquiètes. Cependant, il n'est pas aisé d'organiser des réunions publiques, lorsque les opposants à un projet se font virulents. Certains groupes sont présents en force dans toutes les réunions et scandent à l'envi leur message. Face à eux, ceux qui soutiennent le projet n'ont d'autre choix que de se taire.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie pour vos réflexions, qui vont assurément enrichir notre rapport.

Mme Reine-Claude Mader – Je me permets de vous laisser un document de la CLCV sur le sujet, qui pourra certainement compléter les discussions que nous avons eues aujourd'hui.

EXPERTS ET UNIVERSITAIRES

M. Jean-Michel Glachant,
professeur en sciences économiques à l'université Paris XI
16 mai

Nous avons maintenant le plaisir d'accueillir Jean-Michel Glachant, professeur d'économie à l'Université de Paris XI et spécialiste des marchés. Notre mission information s'est rendue dans divers pays européens et a procédé à une trentaine d'auditions en France. On nous explique souvent que le marché ne fonctionne pas et ne peut fonctionner, et nous avons vu, au Royaume-Uni, de grands spécialistes des marchés qui développent des trésors d'ingéniosité pour faire le faire fonctionner. Aussi notre mission s'interroge-t-elle sur la notion de marché pour cette denrée non stockable qu'est l'électricité. C'est une question importante : la politique de Bruxelles sur l'ouverture du marché est-elle possible ou est-ce une utopie ?

M. Jean-Michel Glachant, professeur en sciences économiques à l'université Paris XI – La tradition universitaire est de toujours commencer par un mot d'esprit. Mais l'esprit peut voler très bas et cela va être mon cas. Je pensais comparer ce que vous me demandez à la difficulté d'organiser un grand repas où se pose le problème de l'approvisionnement en liquide. En l'espèce, il y a toujours des moyens de s'approvisionner : nous commandons quelques bouteilles au restaurateur, qui dispose d'une cave puisque son intérêt est de nous vendre ses bouteilles. La grande différence, dans le cas de l'électricité, est que cette cave n'existe pas : il n'y a pas de stock. L'électricité est produite instantanément pour être immédiatement utilisée. On ne peut en produire plus qu'on n'en consomme et on ne peut en consommer plus que ce qui est produit. En outre, pour produire cette électricité, il faut préparer des capacités de production. Enfin, l'électricité circule uniquement sur ses propres réseaux. Il s'agit donc une industrie particulière dont les caractéristiques sont frappantes pour l'économiste et l'industriel, mais pas pour l'homme de la rue. Un quatrième élément concerne d'ailleurs la versatilité du consommateur, qui consomme l'électricité quand il veut : ainsi, la demande est aléatoire, ce qui est curieux pour un produit non stockable.

Dans notre pays, un consensus existe depuis 35 ans environ sur la nécessité d'assurer notre approvisionnement de manière stable et sûre grâce au nucléaire. Nous disposons d'une filière industrielle que nous maîtrisons et avons une très forte capacité de production installée, bien supérieure à la consommation nationale : si nous n'exportions pas, nous produirions 10 gigawatts (GW) de nucléaire inutiles. Nous avons aussi des réseaux très robustes, qui ont démontré leur résistance lors de la tempête de 1999. Enfin, nous sommes connectés à tous nos voisins, y compris à l'Angleterre, ce qui explique que nous avons une telle capacité d'exportation.

Les inquiétudes ne viennent pas de nos capacités de production ou d'exportation mais de la libéralisation, et plus particulièrement des crises de libéralisation, qui sont nombreuses. Les plus spectaculaires et les plus connues sont des crises de marché, telles la crise de Californie ou celle d'Enron, dont je vais vous parler. Les marchés électriques sont fragiles, ils peuvent déraiper très vite, et les autorités publiques ne parviennent parfois pas à trouver de solutions. Ainsi, en Californie, un Etat que je connais bien, les autorités publiques n'ont pas su venir à bout de la crise de marché. Le gouvernement de l'Etat a autorité sur le marché de détail, mais le marché de gros et les interconnexions dépendent de l'autorité fédérale. Celle-ci ne voulait pas toucher au marché de gros et le gouvernement de Californie ne souhaitait pas toucher au marché de détail : dès lors, la situation est rapidement devenue totalement paradoxale puisqu'on vendait l'électricité au consommateur deux à trois fois moins cher que son prix d'achat sur le marché de gros. Les distributeurs ont donc été mis en faillite, en conséquence les producteurs n'ont plus voulu produire et le système a explosé. La Californie a ainsi connu une crise de marché et une crise des autorités qui ne souhaitaient pas répondre. A cet égard, il est vraisemblable que le refus de l'autorité fédérale de toucher au marché de gros au nom du libéralisme pur et dur soit largement responsable de la situation. Enron, de son côté, avait créé un marché virtuel sur Internet, sur lequel la société vendait des promesses et fraudait les chaînes industrielles. Le système s'est effondré, victime encore une fois d'un capitalisme sous-réglementé. Il s'agit là de deux crises frappantes, dont l'épilogue est intéressant. Face à la multiplication des crises, le président Bush, bien qu'il n'ait pas autorité en la matière, a renvoyé le président de l'Autorité indépendante de l'énergie et nommé à sa place le président de la commission de l'énergie du Texas, qui a décidé de réguler les marchés. L'ordre est revenu dès 2002 et, depuis, il n'y a plus de graves crises de marché électrique aux Etats-Unis.

Par la suite, cependant, des crises spectaculaires de réseaux se sont produites, par exemple celle ayant affecté une zone allant de New York jusqu'au Canada. Les études techniques montrent qu'un gestionnaire de réseau local n'a pas su gérer un déséquilibre de tension sur son réseau. Ce déséquilibre s'est aggravé en quelques minutes au point que plusieurs Etats voisins ont été impliqués, à l'exception d'un bloc allant de la Pennsylvanie au Maryland qui s'est déconnecté. En quelques minutes à peine, cette crise a gagné New York et le Canada, comme la crise allemande de novembre 2006 a affecté les Etats voisins. Mais l'Europe a, elle aussi, connu des crises de réseau. L'une d'entre elles a eu pour origine la Suisse. Les Suisses sont réputés pour leur sérieux industriel mais, en l'occurrence, ils n'ont pas respecté les règles élémentaires de gestion de réseau sur les interconnexions. Par ailleurs, nos amis suisses ont toujours bénéficié de dérogations au sein de l'Union pour la coordination de la transmission d'électricité (UCTE), qui est un club technique de sécurité au niveau européen : en cas de crise européenne, les Suisses sont dispensés de déconnecter leurs clients. En novembre 2006, ce régime était toujours d'actualité... Une crise spectaculaire s'est aussi produite

à Londres en raison d'une erreur de maintenance sur le réseau de distribution. Quant à l'énorme crise allemande de l'an dernier, elle est due au gestionnaire du réseau allemand E.ON qui ne s'est pas suffisamment concerté avec ses voisins immédiats, ni avec RWE, et n'a pas refait ses études de réseaux avant de changer ses décisions techniques. Il avait fait ses études de réseaux à l'avance mais, au dernier moment, il a changé son heure d'action. Or, selon les heures, la configuration du réseau évolue. Voyant que cela ne marchait pas, le gestionnaire a pris une décision « au feeling » et sans étude spécifique, et sans respecter la règle du N-1 visant à protéger le fonctionnement des réseaux : avec cette règle, s'il y a un seul incident, une ligne qui s'écroule ou une centrale électrique qui cesse de fonctionner, le réseau ne s'écroule pas.

Il s'agit typiquement d'erreurs de gestion de réseaux dans un contexte où la libéralisation a une part de responsabilité. La gestion des réseaux doit aller dans le sens des échanges, d'autant plus que la consommation continue d'augmenter. Certes, en Europe, la croissance est moins vigoureuse qu'aux Etats-Unis, mais elle augmente, donc la consommation augmente. Nos usages changent, avec l'utilisation d'air conditionné en été, donc la consommation estivale n'est plus la même qu'il y a 15 ans. La population change de lieu de résidence. Les réseaux conçus autrefois ne sont pas forcément aptes à gérer la nouvelle répartition de la consommation.

Un troisième type de crise particulièrement frappante et déstabilisante pour l'opinion publique et pour nos industriels concerne les prix. Ce n'est pas forcément une crise de marché : les prix peuvent être élevés, comme le montrent les prix du pétrole. Mais, pour l'électricité, nous ne sommes absolument pas habitués à une telle situation en France, le nucléaire garantissant en principe une certaine stabilité des prix. Nous ne sommes pas habitués à ce que la variation des prix du gaz joue un rôle majeur. Ce n'est pas vraiment une crise de marché dans la mesure où il n'y a pas vraiment de remède aux prix du gaz. Autrefois, celui-ci était fixé sur plusieurs années par des contrats à long terme, ce qui assurait une certaine stabilité. Mais le gaz devient une commodité mondiale, donc il a tendance à former des prix de marché régionaux, voire locaux, qui fluctuent sans solution possible.

Nous nous trouvons donc dans un contexte de libéralisation où se sont produites des crises de marché graves, en Californie et avec Enron, et l'équivalent d'une crise de marché, avec la fluctuation déstabilisante des prix du gaz. Les crises de réseau aggravent cette atmosphère.

Dans ce contexte, déconnecter notre pays des marchés voisins aurait-il du sens ? Ce serait difficile car nous sommes très engagés dans la vente d'électricité à ces pays : nous exportons chaque année 15 % de notre production, soit l'équivalent de la consommation d'un pays de 10 millions d'habitants. EDF, en dehors des contrats de vente sur le marché de gros, compte entre dix et quinze millions de clients directs à l'étranger. Il nous serait donc difficile de nous désengager de ces ventes et de ce portefeuille de clients. Mais d'autres raisons doivent être prises en compte : il arrive que pendant quelques jours d'été, l'équilibre français entre production et

consommation soit assuré par le parc espagnol ou britannique, comme en 2003. Si nous sommes structurellement exportateurs sur l'année entière, il arrive que nous soyons très fortement importateurs pendant quelques jours, en particulier lorsqu'il fait très chaud et qu'il n'y a pas beaucoup d'eau dans les rivières, ce qui affecte le parc nucléaire. Ainsi, l'Espagne et le Royaume-Uni sont intervenus régulièrement, non pas par solidarité européenne, mais parce que les prix atteignent alors des sommets : 500 ou 1 000 euros le mégawattheure (MWh), soit dix à vingt fois le prix normal. Nous recevons donc des secours à court terme.

A long terme, EDF est, avec E.ON, un des électriciens dominants en Europe : c'est un énorme potentiel industriel à l'étranger et un énorme potentiel d'investissement. Nous sommes conscients qu'EDF crée sa valeur ajoutée intellectuelle et industrielle en France. C'est donc un vecteur important. De plus, derrière EDF, il y a les équipementiers tels Alstom, l'un des leaders mondiaux en turbines, et toute la filière nucléaire, avec Areva. C'est aussi un enjeu. Il serait ennuyeux pour nous qu'à long terme, ce savoir-faire industriel et technologique ne puisse plus avoir accès aux autres pays. A très long terme, notre industrie nucléaire doit, pour survivre, être européenne et internationale car, sur le marché national, elle ne trouvera jamais assez de supports pour éponger les coûts de création d'outils nucléaires tels que l'EPR et pour faire vivre les industriels qui fabriquent ces équipements. A cet égard, nous devons prendre en compte une particularité nouvelle. La Chine veut rentrer dans la filière nucléaire et la nationaliser, comme nous avons nationalisé des technologies américaines de réacteurs à eau bouillante pressurisée. Les Chinois ont lancé un appel d'offres remporté par les Américains. Leur arrivée dans cette industrie fait d'eux l'un de nos concurrents directs. Il faut donc que nous restions dans le secteur et, pour cela, les marchés en Europe doivent nous rester ouverts.

Je pense qu'il y existe des solutions pragmatiques pour avancer. D'abord, les marchés de l'électricité doivent être régulés : c'est l'idée de base. Sans régulation, ils ne fonctionneront pas. Ce n'est pas si difficile à faire : le Royaume-Uni l'a fait et la Norvège, la Suède, le Danemark, la Finlande sont parvenus à créer un marché ensemble. La régulation des marchés repose sur des règles cohérentes entre pays et cohérentes avec la sécurité. Qu'est-ce que la sécurité dans les marchés de l'électricité ? Le point-clé est le marché de très court terme, aussi appelé « mécanisme d'ajustement ». La sécurité à court terme, c'est de savoir si le réseau français peut appeler de l'énergie dans une ou trois heures : c'est le marché-clé. Il faut donc examiner comment les bourses d'électricité se rattachent à lui, d'une frontière à l'autre. Il faut, en deuxième lieu, veiller en permanence à ce qu'il n'y ait pas de tricherie sur les marchés : la surveillance peut être légère et compter une dizaine de personnes au niveau européen, afin d'assurer l'application des règles. La conception des réseaux doit également être cohérente : ils doivent être conçus, en partie, à l'échelle européenne, avec des investissements en conséquence. Les règles doivent également être déterminées au niveau européen et leur application doit

être surveillée. Tout manquement doit être puni financièrement. A cet égard, nos amis allemands nous doivent quelque chose sur le black-out de novembre dernier, même s'ils soutiennent le contraire. Enfin, sur la partie purement industrielle, il faudrait une coopération entre Etats. Nous pouvons imaginer un groupe d'Etats voulant aller plus loin et œuvrant à une Europe industrielle de l'énergie comprenant l'EPR français, les centrales propres au charbon allemandes, l'éolien espagnol. Les Anglais ont d'ailleurs totalement ouvert leur pays au charbon allemand, au nucléaire français et à l'éolien espagnol. Voici, Madame, Messieurs, ce que je souhaitais exposer devant cette mission.

M. Bruno Sido, président – Merci de votre intervention. Nous avons entendu avant vous des intervenants qui nous expliquaient que, pour l'instant, le marché de l'électricité s'ajuste toujours sur le coût marginal. Or, si, dans l'industrie, ce coût peut parfois être inférieur au prix moyen, dans le domaine de l'électricité, il lui est toujours supérieur puisque, comme vous l'avez dit, les échéances portent sur une heure ou deux. Finalement, les industriels ayant choisi le marché s'en mordent les doigts, et nous avons d'ailleurs voté à la hâte une loi pour remettre en place pendant deux ans un marché régulé. Pourquoi les prix du marché de l'électricité sont-ils toujours ceux du coût marginal et ce dernier toujours très supérieur au coût moyen ?

M. Jean-Michel Glachant – En général, le système électrique est payé au coût marginal mais il n'y a pas qu'un seul système électrique. Les coûts marginaux du système hydraulique ou éolien sont nuls : si ces moyens de production se faisaient une concurrence intense, ils produiraient de l'électricité gratuitement. Cela arrive même parfois, mais très rarement, avec d'autres moyens de génération lorsque certains producteurs ne veulent absolument pas fermer leur centrale et donnent, pendant quelques heures, de l'électricité pour rien. Puis ensuite, on monte dans l'échelle des coûts marginaux : le nucléaire a des prix de l'ordre de 7 à 12 euros le MWh, puis le charbon, puis le gaz sont plus chers, et enfin le fioul qui, chauffé, émet un gaz pour faire tourner les turbines d'avion. Nous atteignons alors des niveaux de prix très élevés. Vous le voyez, le système électrique n'a pas un seul prix marginal : il existe une douzaine de prix différents, qui dépendent de systèmes différents, le coût marginal faisant des bonds extraordinaires selon le moyen de production. En effet, les propriétaires des centrales d'extrême pointe doivent faire vivre leur commerce en cinq ou dix heures par an en ne sachant pas de combien d'heures ils disposeront. Pour assurer leur viabilité, ils doivent ainsi compter jusqu'à 500 euros de l'heure. Et, par construction, seuls les moyens de production coûteux seront disponibles si la demande s'accroît. Les tricheries existent, bien entendu, et résultent de cet état de fait : lorsque des producteurs savent qu'ils ont le marché en main, ils favorisent l'utilisation de moyens de production chers pour faire monter les prix au moment où le marché en a besoin. C'est pourquoi une surveillance de ce marché est nécessaire.

M. Bruno Sido, président – Il existe effectivement des moyens de frauder en fermant les moyens de production pour créer la pénurie.

M. Jean-Michel Glachant – Il s’agit là de retrait de capacité.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Comment faire en sorte que ces bourses, créées pour l’ajustement, ne deviennent pas des instruments actionnant la spéculation ?

Mme Nicole Bricq – Vous avez parlé de l’importance du respect des règles de marché, ce dont je suis convaincue. Ne faudrait-il pas, pour le garantir, disposer d’une véritable autorité des marchés de l’énergie, comparable à l’Autorité des marchés financiers (AMF) ? A quel niveau cette autorité pourrait-elle intervenir ? D’après vous, cette autorité prendrait-elle plus de sens au niveau du marché européen ? Car, me semble-t-il, la coordination des régulateurs nationaux n’a pas la même fonction qu’une autorité de marché.

M. Jean-Michel Glachant – Le marché de l’ajustement est très technique et n’est géré que par le transporteur, qui est le seul acheteur. En général, c’est un marché où il existe peu de spéculation, à moins que qu’il ne soit complètement dérégulé, comme en Californie, où le marché de très court terme brassait 20 à 25 % de l’énergie, ce qui est absolument anormal. Le marché est donc tenu uniquement par le transporteur, qui a face à lui des vendeurs tenus de s’enregistrer pour assurer, avec certitude, leur livraison d’énergie. La spéculation pure est, de fait, limitée puisque seuls les industriels peuvent être présents sur ce marché. Enfin, le transporteur connaît les centrales : il sait quelles sont celles qui produisent pour lui. Il a donc tous les moyens de savoir si on lui ment sur les coûts.

En revanche, les bourses se tiennent la veille pour le lendemain, ou quelques mois à l’avance si elles sont purement financières. Théoriquement, la spéculation pourrait être très intense, mais c’est en réalité rarement le cas car les marchés sont sains. Et quand on cherche à tricher, on est rapidement sanctionné car l’électricité n’étant pas stockable, il est impossible de se protéger, contrairement au pétrole : nombre d’Américains l’ont constaté à leurs dépens en faisant faillite. Si le spéculateur a pris des positions à la hausse et que des moyens de production à moindre coût parviennent sur le marché d’ajustement, sa position s’effondre. De même, s’il a pris position à la baisse et qu’il n’y a pas de moyens bon marché, il est écrasé. La spéculation est donc limitée, mais elle est élastique et c’est en cela que la question se pose.

La remarque de Mme Bricq est tout à fait précise et pertinente et, comme elle, je pense qu’un organisme de surveillance est nécessaire. Il doit cependant, si nous voulons parer les côtés ajustements et industriels, faire preuve d’une certaine technicité. On pourrait supposer qu’un organisme de surveillance classique, tel que l’AMF, pourrait suffire car les professionnels des bourses savent mieux que personne détecter des comportements bizarres sur les marchés. Cependant, en Angleterre où j’ai étudié quelques cas concrets de surveillance des marchés de l’électricité, un pur surveillant des marchés financiers ne peut comprendre le marché de l’électricité en raison de sa dimension technique ultime qui explique beaucoup d’anomalies apparentes de

fonctionnement. Sinon, il faut former deux groupes de surveillance, l'un auquel est dévolu l'aspect purement financier et spéculatif et l'autre, qui ne s'occupe que de l'aspect technique : moyens de production, interconnexions et congestion.

Mme Nicole Bricq – Avec les mouvements de spéculations sur les marchés financiers, nous parvenons maintenant, après bien des ajustements, y compris législatifs, à comprendre ce qui s'y passe grâce aux moyens de détection de spéculation. A l'heure actuelle, les dispositifs de surveillance dont nous disposons ne présentent pas cette double caractéristique technique et financière. Or, je suis convaincue qu'ils devraient l'être. Mais à quel niveau cette surveillance doit-elle être mise en place ? Le problème se posera toujours au niveau national.

M. Jean-Michel Glachant – J'ai travaillé, pour la direction générale de la concurrence (DG Comp) de Bruxelles, à l'étude des marchés et de leur fonctionnement, sain ou malsain, avec des techniques économiques totalement neutres. La DG Comp, pourtant spécialisée dans l'étude des marchés, a connu depuis des années d'énormes difficultés face à cette industrie de l'électricité très compliquée. La manière dont les gens se placent sur les marchés semble bizarre mais s'explique par des faits locaux, par exemple une centrale qui est indisponible, une ligne de transport qui est en réparation. Le dispatch change : au lieu d'utiliser une centrale bon marché indisponible, on a recours à une centrale beaucoup plus chère, ce qui augmente tous les prix : mais il n'y avait pas d'intention de frauder. La fraude suppose l'absence d'un élément physique pour expliquer la situation. Mais pour vérifier tout cela, il faut disposer de toutes les données de réseau et de toutes les données du parc, ce que la DG Comp a obtenu. Or, le travail de surveillance est effroyable : le parc européen représente à lui seul des millions de données dont il faut vérifier la cohérence. Des ingénieurs ont travaillé sur ce sujet pendant deux ans, avec d'énormes difficultés. Et malgré ce travail, l'étude parue sur le site de la DG Comp a été largement critiquée pour son manque de précision d'analyse et son caractère essentiellement national.

M. Michel Sergent – Vous avez fait état des crises de réseaux, et des crises de réseaux de distribution, à l'origine de certaines grosses anomalies. Aujourd'hui, ces réseaux appartiennent aux collectivités locales et sont sous le régime de la concession. Il me semble que Bruxelles a demandé à EDF de les filialiser. Ne pensez vous pas que la demande sous-jacente porte sur la concurrence des réseaux de distribution, avec tout ce que cela peut représenter dans le domaine de la sécurité, ou plutôt de l'insécurité, de la fourniture ?

M. Jean-Michel Glachant – Des difficultés nouvelles apparaissent, l'exemple typique étant l'éolien. En France, les grands moyens de production centralisée empruntent le réseau de transport, le RTE, dont tout le monde reconnaît le savoir-faire et l'indépendance. En revanche, l'éolien produit directement selon la demande et s'injecte sur les réseaux de distribution : il ne produit pas sur le réseau de transport. Comment les gens vont ils se résoudre à choisir l'éolien, sachant que le réseau de distribution que cette énergie

emprunte est géré par un concurrent ? Cette question n'est pas facile à résoudre mais beaucoup de pays y sont parvenus en demandant la création d'une filiale et la présence d'un gendarme sévère.

Les collectivités locales posent un problème plus compliqué. Elles sont propriétaires d'un réseau mais ne l'exploitent pas, déléguant la tâche à un tiers. Pourquoi choisissent-elles toujours le même tiers ? C'est un problème à terme. Il est évident qu'un jour, le belge Electrabel souhaitera avoir accès à ce marché en France. En Grande-Bretagne, EDF gère très bien un réseau qui ne lui appartient pas. Il existe donc partout de très bons professionnels qui savent gérer un réseau. Quant aux concessions, seront-elles mises en concurrence les unes avec les autres ? Cela n'arrive dans aucun pays du monde, car le réseau de distribution est entièrement local, incapable de se disperser. Ne peuvent être mis en concurrence que les candidats à son exploitation. Enfin, dernière question : mettre en concurrence les candidats à l'exploitation est-il dangereux ? Ca l'est s'il n'existe aucun moyen de contrôler la manière dont l'exploitant respecte son contrat. Le problème est local, mais je pense que les exploitants électriques peuvent parfaitement être contrôlés, au même titre que le sont les concessionnaires du ramassage scolaire ou des cantines. Ce n'est qu'en l'absence d'une régulation sérieuse et musclée de la qualité des réseaux de distribution et des investissements conséquents que la mise en concurrence peut se révéler dangereuse.

Mme Nicole Bricq – Certains, parmi vos confrères économistes, ont prôné une communauté européenne de l'électricité. Qu'entendez-vous, au niveau européen, par les termes de coopération industrielle ?

M. Jean-Michel Glachant – J'imagine une coopération interétatique : des gouvernements qui investiraient et organiseraient la promotion des technologies, ouvriraient réciproquement leurs marchés à ces technologies, de manière par exemple à ce que E.ON implante des centrales de charbon en Alsace ou qu'EDF, sous prétexte que c'est un groupe français, ne soit pas empêchée d'implanter des centrales nucléaires dans le Bade-Wurtemberg. Je ne me défie pas des autorités communautaires mais elles sont faibles et, à part la direction générale de la concurrence, qui fait même un peu peur, elles sont désarmées face à un Etat ou une coalition d'Etats refusant leur autorité. Ainsi, confier des responsabilités à une autorité faible ne nous mènera pas très loin. En revanche, une police fédérale des réseaux doit jouir d'une autorité réelle.

Mme Nicole Bricq – Ma question en recouvre une autre, abordée au cours de notre mission : n'est-il pas risqué de se contenter d'une simple complémentarité -nous, nous sommes forts avec la filière nucléaire, d'autres sont forts avec les éoliens- sans une structure, ou du moins une volonté politique forte ? Or, de quel pays peut venir cette volonté de coopération interétatique ? De France et d'Allemagne ? Du Royaume-Uni peut-être aussi ? Sinon, chacun voudra conserver son pré carré et, nous aurons beau être complémentaires, nous ne résoudrons pas nos problèmes actuels.

M. Jean-Michel Glachant – Nous faisons face à un défi. Nous sommes bons dans l'industrie de l'énergie et conscients qu'il existe un défi énergétique à résoudre pour les décades à venir. Nous devons réagir dans ce domaine, comme nous l'avons fait pour le téléphone : Nokia et Ericsson, qui sont aujourd'hui des leaders mondiaux, étaient au départ deux petites entreprises de petits pays du Nord. Or, dans l'électricité, rien ne bouge car chacun conserve jalousement son pré carré. Je pense que des initiatives politiques sont nécessaires et, notamment, que les trois nouveaux gouvernements français, allemand et anglais pourraient agir. Encore faut-il qu'ils le souhaitent et que ce soit dans leur agenda politique. Mais cela serait sensé et utile.

M. Bruno Sido, président – Au regard de la sécurité d'approvisionnement de la France, ce marché européen de l'électricité sert-il à quelque chose ?

M. Jean-Michel Glachant – Fondamentalement, le pays pourrait fermer ses frontières : n'exportant plus, nous produirions 10 GW de trop mais, sans aucun doute, nous aurions de l'énergie. Cependant, il y aurait toujours cette histoire de crises d'été, que nous résolvons aujourd'hui en faisant appel aux Espagnols ou d'autres en leur achetant le MWh 1 000 euros. Mais les dégâts seraient aussi et surtout d'ordre industriel et commercial, parce qu'EDF a 13 millions de clients à l'étranger et que nos industriels ont des technologies à vendre. Enfin, nous risquerions de rebuter nos voisins alors que nous sommes un pays nucléaire. Or, si tous vos voisins sont anti-nucléaires alors que vous êtes producteur nucléaire, cela crée de nombreuses difficultés. Donc, le marché en tant que tel n'est pas indispensable dans notre approvisionnement, même futur, mais nous avons quand même facilement surmonté plusieurs crises grâce à lui et, surtout, l'enjeu industriel est très fort.

M. Bruno Sido, président – Demander du secours de temps en temps ne signifie-t-il pas qu'il s'agit d'un marché ?

M. Jean-Michel Glachant – En économie, nous parlons de marché dans ce cas précis. Nous pourrions, comme autrefois, faire seulement du commerce, mais il faudrait alors sortir de l'Europe et reprendre la politique que nous avons abandonnée en 1983. Nous sortirions du cadre de base dans lequel nous nous trouvons depuis 1986, selon lequel toutes les industries ont vocation à être sur un marché européen : c'est le sens de l'Acte Unique, qui ne connaît pas d'exception hormis les services publics et administratifs.

M. Bruno Sido, président – L'électricité aurait pu faire partie de ces exceptions puisque, comme vous l'avez démontré, il s'agit d'une industrie particulière.

M. Jean-Michel Glachant – C'est en France que nous avons le plus fort attachement à l'électricité comme service public. Dans les autres pays, cette situation n'existe pas, même en Allemagne qui connaît elle aussi une forte tradition de service public. J'ai clairement demandé au grand syndicat allemand des employés Verdi ce qu'ils faisaient pour protéger leurs

compatriotes des hausses de prix dans le secteur de l'électricité : on m'a répondu que l'électricité étant ce qu'elle est, la question de la protection ne relevait pas de la tâche des syndicats.

M. Bruno Sido, président – Ce qui nous a frappé partout où nous sommes allés, c'est l'indifférence face à la problématique de l'indépendance nationale vis-à-vis de l'approvisionnement en énergie. Le Général de Gaulle avait mis en place le nucléaire civil pour bénéficier d'une indépendance électrique car, le jour où il n'y a plus d'électricité, tout s'effondre. Comment peut-on inclure cette donnée dans la notion de marché ?

M. Jean-Michel Glachant – Je comprends ces difficultés mais elles ne sont pas forcément contradictoires : il existe d'ailleurs des services publics essentiels qui ont une forme commerciale. On pense qu'avec le niveau de vie de notre pays, la plupart de nos compatriotes peuvent payer l'énergie au prix qu'elle coûte, et donc que le marché y arrivera. Une régulation est certes nécessaire car le sujet est trop important. Mais doit-elle aller jusqu'à la mise en place d'un établissement public sans forme commerciale, avec des abonnés et des usagers ? Ainsi, la Compagnie nationale du Rhône fait un travail acceptable, de même que la régie de Grenoble ou celle de Metz. En France, avant d'être nationalisées, nombre d'entreprises municipales faisaient un travail tout à fait correct. A contrario, à Los Angeles, c'est un département de la municipalité qui gère 4 millions d'habitants, et cela fonctionne aussi. Il existe donc beaucoup de formules possibles mais qui, comme vous l'avez souligné, impliquent des politiques publiques. Or, ces régulations ne passent pas par les mêmes canaux d'un pays à l'autre, parce que l'histoire et les traditions sont différentes. En France, la vie publique, le service public passent par l'Etat. En Belgique, par exemple, il n'y a qu'une entreprise publique d'Etat, l'ECPE, qui joue un rôle mineur, et de grandes entreprises d'électricité privées comme Electrabel, qui dominent le marché. En Italie, une nouvelle entreprise vient de se créer : il s'agit d'une association de régies municipales qui compte plus de 3 millions de clients. Ainsi, les réseaux de distribution peuvent être régionaux. En revanche, pour le nucléaire, une entreprise nationale me paraît être la meilleure solution : il est nécessaire d'avoir un bon retour entre l'aspect industriel, l'exploitation et la sécurité, et, économiquement, il vaut mieux une responsabilité unique du parc. En revanche, l'hydraulique pourrait être régional ou local. De nombreuses formules, comportant chacune une dimension publique, sont donc possibles.

M. Bruno Sido, président – Lorsque vous parlez d'entreprise « nationale », pensez-vous « publique » ?

M. Jean-Michel Glachant – Le réseau national peut être public ou privé. Ainsi, dans l'industrie de la défense, Marcel Dassault a joué un rôle d'industriel, mais aussi d'innovateur ; il a toujours collaboré et accepté les décisions de l'Etat, malgré deux nationalisations. Cela démontre que des entreprises privées peuvent travailler loyalement et sérieusement sur des missions d'Etat stratégiques. La question devient alors plutôt : est-on capable de le faire vraiment partout ? Par exemple, une entreprise privée pourrait-elle

être chargée du nucléaire ? Dans ce cas, le problème de l'importance des capitaux se pose, comme le démontre la situation aux Etats-Unis où la filière est à 100 % privée : mais il existe tellement de risques et de capitaux que le secteur est en difficulté. Ou alors, il faudrait une sorte de carnet de commandes garanti, comme cela se fait dans la défense.

Mme Nicole Bricq – Il est très difficile de trouver 3 milliards d'euros de capitaux dans le privé, pour Galileo, en Europe. Pourtant, cela ne représente rien. Le public va devoir les prendre en charge.

M. Jean-Michel Glachant – Il est vrai que l'expérience Galileo a été un échec, mais il n'est pas facile de savoir pourquoi exactement. Le consortium a-t-il vraiment fonctionné ? Les industriels ont-ils vraiment travaillé ensemble ?

M. Bruno Sido, président – Nous vous remercions pour cet échange passionnant.

**M. Bernard Laponche,
ancien directeur général de l'Agence française pour la maîtrise de
l'énergie (ADEME), expert en politique de l'énergie**

28 mars

M. Bruno Sido, président – Nous accueillons maintenant M. Bernard Laponche, qui est polytechnicien, docteur ès sciences et docteur en économie de l'énergie. Vous avez travaillé comme ingénieur au service physique et mathématique du Commissariat à l'énergie atomique (CEA). Vous avez été directeur de l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie (ADEME), conseiller technique de Mme Voynet au ministère de l'environnement et vous êtes maintenant consultant international indépendant dans le domaine de l'énergie et de l'efficacité énergétique. C'est très exactement ce dont nous avons besoin. Nous sommes une mission commune d'information créée pour fournir un rapport sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la France. Vos connaissances en la matière nous seront très profitables. Je vous cède donc la parole.

M. Bernard Laponche, ancien directeur général de l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie (ADEME), expert en politique de l'énergie – Je vous remercie de me recevoir. Sur cette question, il n'existe pas de solution miracle ni de réponse simple. Votre rapport pourra mettre en évidence les difficultés, les contradictions éventuelles, les problèmes qui se posent. Les réponses logiques ne sont pas nécessairement applicables dans telle ou telle situation. L'essentiel pour vous est de disposer d'un éventail des problèmes et des solutions possibles.

Le premier point que je voudrais souligner est qu'il est dangereux et limitatif d'examiner la question de la dépendance énergétique uniquement sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement électrique. Il s'agit d'une question globale. Si vous vous intéressez à la sécurité de l'approvisionnement énergétique, dont l'électricité fait partie, vous voyez que l'énergie dominante est constituée par les produits pétroliers et que cette dépendance, malgré les deux chocs pétroliers qui font baisser cette consommation en 1974 et en 1979-1980, qui est de l'ordre de 50 %, reste stable sur cinquante ans. Au niveau mondial, le pétrole constitue donc la question de dépendance la plus aiguë. Les transports dépendent à 97 % du pétrole et 57 % du pétrole est consacré aux transports. Il s'agit donc d'une dépendance majeure, sur laquelle nous prenons moins de mesures que sur l'électricité. L'Allemagne consomme 1,48 tonne de pétrole par habitant, la France, 1,5 tonne, l'Italie, 1,39 tonne et le Royaume Uni, 1,41 tonne. Les grands pays ont donc à peu près la même dépendance. Le problème majeur de la dépendance énergétique extérieure reste le pétrole en termes de ressources et en termes économiques et géopolitiques, avec toutes les questions liées à la stabilité du Moyen-Orient.

Cette question doit au moins être mise en introduction d'une discussion sur les questions électriques. Trop souvent, nous ne parlons pas de

ce qui constitue les problèmes majeurs. La première réponse au problème de dépendance globale a été bien prise en compte au niveau européen, puisque les combustibles fossiles sont majoritairement importés. La première marge de manœuvre est constituée par les actions sur la demande d'énergie. Le dernier sommet des chefs d'Etat et de Gouvernement, au début du mois de mars, a fixé un objectif non contraignant de réduire de 20 % la consommation d'énergie en 2020 par des économies d'énergie. Il s'agirait d'aller contre la tendance actuelle qui représente une augmentation de 1 % par an. Nous sommes à 175 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep), cela ferait 190 Mtep en 2020. Le potentiel atteignable est de 40 Mtep, ce qui est considérable. L'objectif en énergies renouvelables est de 20 % au total en 2020, ce qui, pour la France, donnerait 32 Mtep. Cela fait moins que les 20 % précédents, d'une part parce qu'il s'agit de 20 % du total calculé compte tenu de la réalisation supposée du premier objectif, et d'autre part parce que ce ratio est entendu en énergie finale.

La sécurité de la production électrique renvoie à trois questions. D'abord, la sécurité de la fourniture d'électricité au consommateur, c'est-à-dire ce qui se passe entre la production d'électricité et sa fourniture au consommateur, pose la question des réseaux de transport et de distribution et de leur fragilité liée aux aléas climatiques, tempêtes, grands froids ou canicule. J'avais rédigé un rapport sur la sécurité énergétique pour le Commissariat à l'énergie, où nous avons beaucoup insisté sur la sécurité intérieure en analysant ce qui s'était passé lors de la tempête de 1999. Se trouve aussi posée la question de l'adéquation de la fourniture avec la demande pour certains usages. En deuxième lieu, la sécurité de l'approvisionnement électrique repose sur la question des importations et des exportations d'électricité. Enfin, elle pose la question des techniques, des sources et de la dépendance extérieure.

Il existe une spécificité de l'électricité : la fourniture instantanée du producteur au consommateur parce qu'il n'existe pas de capacités de stockage. Cette particularité interdit de discuter de l'électricité dans les mêmes termes que le pétrole ou le gaz. Par ailleurs, l'électricité est soumise à la variation saisonnière et journalière : si tout le monde allume sa télévision en même temps, il faut fournir de l'électricité en grande quantité à un même moment. Le froid et le chaud constituent un autre facteur important. Il existe donc deux types de production, une production « en base » correspondant à la consommation continue comme celle de l'industrie ou de l'électroménager, et une production « en pointe » intervenant en période de froid ou de chaud, mais également dans le cadre de l'éclairage, et qui correspond à un facteur deux pendant quelques jours par an.

Face à ces deux contraintes, il existe un avantage : l'électricité peut être générée par de nombreuses sources et techniques. Nous pouvons produire de l'électricité avec à peu près n'importe quoi, contrairement aux transports qui sont dépendants des produits pétroliers. Nous produisons de l'électricité avec le nucléaire, les trois combustibles fossiles, l'éolien, l'hydraulique ou encore la biomasse. Dans l'éventail de la production, nous disposons donc

d'énormément de choix et cette diversification des sources a toujours été considérée comme quelque chose d'important dans le système de production.

Du côté du consommateur, la consommation finale d'électricité est paradoxalement très faible pour les transports, avec un total de 3 %. Sur une consommation totale de 419 térawattheures (TWh), les transports en représentent 12, ce qui est très intéressant parce que finalement peu connu : les trains, les métros, les tramways représentent une consommation ridiculement faible. En revanche, l'essentiel de la consommation provient du résidentiel et du tertiaire, avec des taux de 36 % et de 29 %, dont une grande partie, constituée par le chauffage électrique, est discutable : il représente 51 TWh, soit quatre fois les transports. C'est là une situation propre à la France. Enfin, l'industrie représente 29 % du total consommé. Le résidentiel et le tertiaire absorbent donc l'essentiel de la consommation électrique, d'autant plus que ces deux secteurs accroissent encore leur consommation. Il existe en effet deux grandes augmentations de consommation énergétique : celle des produits pétroliers dans les transports et celle de l'électricité dans le résidentiel et le tertiaire.

Les échanges d'électricité présentent un problème très important. En 2006, si 90 TWh ont été exportés, 28 TWh ont été importés en période de pointe : cela signifie que la France est dépendante des importations en raison de la mauvaise adaptation de son parc électrique aux besoins.

Nous avons vu très rapidement la consommation et la question des importations et des exportations. L'évolution de la production brute d'électricité est connue et spectaculaire. Les énergies fossiles y contribuent pour très peu, le nucléaire correspond à presque 80 % et le seul complément notable à l'heure actuelle est l'hydraulique. Nous assistons également à une toute petite montée des énergies renouvelables pour l'instant. Cette quantité considérable de nucléaire est liée au fait que le programme a bien fonctionné depuis 1975 mais aussi au fait que les prévisions de consommation d'électricité ont été très exagérées. Ainsi, en 1975, EDF prévoyait une consommation de 1 000 TWh en 2000, alors qu'en réalité, cette année-là, nous avons consommé moins de 500 TWh.

Alors, quels sont aujourd'hui les déséquilibres et les vulnérabilités du système électrique français ? Ils résident tout d'abord dans le problème de la pointe, avec la vulnérabilité aux aléas climatiques. En France, il existe un défaut de production de pointe puisque nous importons encore de l'électricité. Les échanges d'électricité sont contraints par la nécessité de la réponse instantanée à la demande. L'importation d'énergie en période de la pointe constitue un facteur de vulnérabilité puisque, par exemple, s'il fait très froid dans le pays fournisseur, il ne fournira pas et préférera payer des compensations financières. L'instantanéité fait qu'il faut assurer une production nationale. Ce qui s'est passé avec la Suisse et l'Italie est une question de transmission et non de production. Quelle que soit la taille du programme nucléaire, elle n'est pas suffisante pour aller jusqu'à la pointe, sans compter qu'en tout état de cause, ça ne serait pas rentable. La production

nucléaire s'avère rentable en base, jusqu'à 50 ou 60 % du total. Mais la France a besoin de moyens de pointe et le parc de production d'électricité national est mal configuré puisqu'il ne dispose pas de centrales de pointe permettant de passer les grands froids et les grands chauds. Cette vulnérabilité est majeure, mais il est possible de la contrer.

La proportion de 80 % de nucléaire est unique au monde : l'Allemagne dépend à 30 % du nucléaire, le Japon à 35 %, la Corée du Sud à 40 %, les Etats-Unis à 25 %, la Russie à 15 %. Comme en plus, tous les réacteurs relèvent de la même technique, il existe donc une dépendance de 80 % sur une seule technique, avec un risque de panne de mode commun. Ainsi, la centrale de Civaux n'a pas pu démarrer parce qu'il y avait une erreur de conception. Tous les électriciens ont toujours dit que la diversification des moyens de production était la seule solution. Je me souviens d'un colloque qui s'était tenu à Paris et où tout le monde vantait le fait que la Finlande disposait d'un parc très équilibré avec un tiers de nucléaire, un tiers de gaz et un tiers de charbon. En termes économiques, la dépendance vis-à-vis d'une seule technique nucléaire ne pose pas de gros problèmes dans la mesure où, puisque le parc nucléaire mondial n'est pas très important, l'uranium n'est pas cher. Cela dit, il s'agit d'une ressource totalement importée et si le nucléaire repartait, comme certains l'anticipent, il y aurait une pression sur le prix du combustible. Mais être dépendant à 80 % du nucléaire fait que nous sommes loin de l'optimum économique puisqu'une centrale nucléaire représente un investissement et un fonctionnement très coûteux, ce qui avait été très bien montré par le rapport Charpin-Dessus-Pellat. Ainsi, en demi-base, nous ne fonctionnons pas à l'optimum économique. Cette situation est donc à la fois déséquilibrée et introduit un certain nombre de vulnérabilités.

J'en tire deux conclusions sur les conditions de la sécurité électrique. D'une part, l'efficacité énergétique devrait conduire à une stabilisation de la consommation d'ici 2020, avec une baisse de 20 % par rapport au scénario tendanciel. D'autre part, le problème de la réduction de la demande vulnérable doit être traité, avec, d'un côté, le problème du chauffage -en particulier en milieu rural où des problèmes particuliers de distribution se posent puisque nous sommes obligés d'apporter des puissances considérables dans des villages, réalité qui est totalement masquée par la péréquation- et, de l'autre, le problème de la vulnérabilité au climat et à la pointe.

Nous pouvons réduire la demande vulnérable, en particulier sur le chauffage et la climatisation, par des transferts. Si nous augmentons la proportion de l'énergie renouvelable conformément aux objectifs européens, la plus grande évolution se situera au niveau des usages thermiques, la biomasse et l'énergie solaire, et non à celui de l'électricité. Il est intéressant de bien regarder l'ensemble : 20 % d'énergies renouvelables est un objectif justifié en France, où nous disposons d'ores et déjà de 10 méga-TEP de bois, bien qu'elles ne soient pas très bien utilisées. Avec des chaudières modernes, vous pouvez doubler l'usage que vous faites de cette même ressource, ce qui peut être très intéressant dans certaines régions. Nous pouvons donc déplacer avec

le bois certains chauffages au gaz et faire de l'électricité avec le gaz. Il faut donc être attentif à cette question des substitutions. Mais il importe également d'y réfléchir pour les autres usages, comme de déplacer l'électricité sur les transports. Insuffisamment d'efforts ont été faits dans ce sens. Il faudrait également un déplacement des usages thermiques.

Par ailleurs, il importerait également d'encourager la production de pointe pour assurer la demande nationale. Des centrales à gaz à cycles combinés vont être construites en France, parce que les producteurs y verront un intérêt économique. L'électricité en pointe coûte chère et il est dommage qu'EDF n'ait pas réalisé d'investissements en la matière depuis une dizaine d'années, notamment dans le Sud Est de la France où la question se posait. Enfin, nous aurions tout intérêt à une diversification de la production : la question de la pointe va probablement amener un développement de la cogénération, domaine dans lequel la France connaît un certain retard, et des cycles combinés. Beaucoup de personnes ont du intervenir devant vous sur la question des énergies renouvelables, qui doivent répondre à un objectif de 21 % en 2010 et de 30 % en 2020. Pour finir, la position économique la plus correcte du nucléaire se situerait autour de 50 %.

J'ai souhaité aborder le sujet de la sécurité de l'approvisionnement sous l'angle d'une approche globale, puis en analysant la question de la sécurité dans ses trois dimensions, la consommation, la vulnérabilité, avec la question de la base et de la pointe, et la diversification de la production.

M. Bruno Sido, président – Nous vous remercions pour cette présentation. Je souhaiterais vous poser une première question : vous avez beaucoup insisté sur la pointe, ce qui me paraît très important. En effet, il n'est jamais question de réduire la consommation en pointe. Quels sont les moyens technologiques, voire les moyens nano technologiques futurs, pour réduire la pointe ? Cette pointe pose des problèmes tels que la sur-tension sur les réseaux au moment du journal de vingt heures. Plutôt que de vouloir trouver d'autres moyens de production plus ou moins aléatoires, plutôt que de renforcer les moyens de transport électriques qui sont fort onéreux, pourquoi ne pas essayer de trouver les moyens de réduire cette pointe, ce qui existe déjà avec l'électrolyse de l'aluminium ou du sel pour faire du chlore ? Comment pouvons-nous, sans régime coercitif, multiplier ces méthodes pour contrer cette consommation ? Telle est ma question.

M. Bernard Laponche – Sans coercion soit, mais nous pouvons tout de même faire appel à la loi !

Mme Nicole Bricq – La loi est une contrainte consentie.

M. Bernard Laponche – J'enlève donc coercitif. J'ai parlé de ces moyens de lutter contre la pointe en évoquant le problème du chauffage par exemple.

M. Bruno Sido, président – Le chauffage électrique est une aberration

M. Bernard Laponche – Tout le monde le dit, y compris le président du groupe de travail du Centre d'analyse stratégique (CAS) sur les perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050, Jean Syrota ! Cette affaire du chauffage est une question majeure, sur laquelle nous pouvons malgré tout opérer des déplacements d'énergie. Pour faire de l'eau à 30°C, il est inutile d'exploiter des centrales qui montent l'eau à 500°C ou 450°C. Cette eau produit certes de l'électricité, mais les deux tiers de la chaleur sont rejetés. L'électricité doit ensuite être transportée sur des kilomètres pour la retransformer en chaleur. Nous sommes le seul pays au monde, avec la Bulgarie, à procéder ainsi ! Or, ce problème n'est pas réellement posé, alors même qu'il est générateur de difficultés supplémentaires pour EDF en période de pointe de grand froid.

Beaucoup d'évolutions sont également possibles en ce qui concerne l'usage des appareils électroménagers. EDF, qui prétend être un service public, devrait œuvrer dans ce sens, d'autant plus que la baisse de la pointe l'intéresse. Il subsiste tout de même des problèmes avec l'instantanéité que représentent l'éclairage ou la télévision. Bien sûr, la plupart des personnes font maintenant tourner leurs machines à laver la nuit, ce qui est économiquement intéressant si on bénéficie du tarif de nuit. Il n'empêche qu'il existe une pointe qui augmente beaucoup à cause des questions climatiques, le problème étant renforcé par l'insuffisante efficacité énergétique des appareils. Par exemple, saviez-vous que les climatiseurs européens ne sont pas acceptés au Japon parce qu'ils sont trop consommateurs ?

D'une manière générale, l'Europe est en retard sur les questions de normes. Tous les réfrigérateurs devraient être des A++ dans toute l'Europe, ce qui, de plus, constituerait une compétitivité industrielle intéressante. Mais nous refusons de monter les standards. Ca n'est pas une question de coût : tout le monde peut posséder un réfrigérateur de catégorie A++. On peut même imaginer des dispositifs incitatifs. Il suffit que le producteur envoie à son abonné un bon de cent euros qui représente la différence de l'achat entre un réfrigérateur de catégorie B et un de catégorie A++. L'abonné qui change de réfrigérateur apporte ses cent euros à son vendeur d'électroménager, qui accepte le bon si le client prend un modèle A++. Le vendeur prend le bon sur lequel figure le numéro de l'abonné et, une fois qu'il détient un nombre suffisant de bons, les envoie à EDF, qui n'a qu'à faire payer progressivement à l'abonné la différence sur les prochaines factures. Le client paye ainsi pendant deux ans avec ses économies d'énergie la valeur du bon. Ce système existe. Par exemple en Guadeloupe où, à chaque fois qu'EDF y vend un kilowattheure, elle perd le prix du kilowattheure car le tarif est totalement déconnecté du coût de production. Il ne s'agit pas d'établir une contrainte, mais il existe de nombreux moyens de faire des économies d'électricité.

M. Marcel Deneux, rapporteur – J'ai deux questions sur la pointe. D'abord, il existe d'ores et déjà des ampoules à basse consommation : leur généralisation serait-elle très efficace pour diminuer la consommation ? Par

ailleurs, ne pouvons-nous pas, pour la pointe, utiliser de manière plus intelligente l'hydraulique ?

M. Bernard Laponche – Il faudrait un pompage plus fort, il y aurait un certain nombre d'investissements à faire.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Ma question sous-jacente est la suivante : quelles sont aujourd'hui, dans les différents modes de production, les filières les plus efficaces énergétiquement pour produire de l'électricité. Quelle est la filière qui gaspille le moins d'énergie ?

M. Bernard Laponche – Il y a d'une part la cogénération, parce qu'elle permet de produire à la fois de l'électricité et de la chaleur. Par ailleurs, le cycle combiné au gaz naturel présente une seconde alternative, qui a un rendement de 55 %, alors que le nucléaire représente un rendement de 33 % seulement, et les centrales à charbon, de 3 %.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Pensez-vous que le taux de 21 % d'énergies renouvelables en 2010 est raisonnable par rapport à l'état actuel de la consommation et de la production en France ? Pourquoi avons-nous accepté ces 21 %, qui ne sont pas adaptés à notre structure de production ?

M. Bernard Laponche – Ce taux a été adopté pour deux raisons. Tout d'abord, pour des raisons politiques. Ensuite, pour des raisons économiques, l'industrie des renouvelables se développant beaucoup en Europe, avec un grand succès et des créations d'emplois. La France ne doit pas être trop en retard sur ces évolutions, pour ne pas perdre des parts de marché. Il faut mener une réflexion en termes de développement industriel. Par exemple, nous disposons en France d'une énorme capacité d'ingénierie hydraulique, avec des techniciens et un savoir uniques, et celle-ci a été gâchée dès que le programme nucléaire a été mis en place. Or, l'hydraulique représente un marché mondial considérable sur lequel, aujourd'hui, la France n'est hélas pas spécialement bien placée.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Qui est mieux placé que nous en Europe ? A part la Norvège, il n'existe personne ?

M. Bernard Laponche – L'Autriche et la Suisse sont beaucoup mieux placées ! Vraiment, il faut mener une réflexion de politique industrielle sur le sujet. Nous pouvons très bien ne pas faire d'hydraulique, mais il en existe de plus en plus au niveau mondial.

M. Bruno Sido, président – En analysant l'incident du 4 novembre 2006, nous avons pris conscience qu'il avait été aggravé par le décrochage automatique de petits moyens de production comme la cogénération ou les éoliennes. Comme il n'existe pas de norme européenne, ces dernières sont prévues pour décrocher à 49,5 hertz. De plus, elles se remettent en route toutes seules en se raccrochant au système électrique, ce qui a ralenti la remise en fonctionnement de tout le réseau. Autrement dit, la multiplication des petits moyens de production ne risque-t-elle pas d'aggraver la situation et de rendre difficile la régulation, c'est-à-dire la sécurité ?

M. Bernard Laponche – Je ne suis pas très compétent sur cette question. Le Danemark et l'Allemagne ont beaucoup développé ces modes de production, de même que l'Espagne, et les arguments utilisés par les Français sont assez minoritaires en Europe.

M. Bruno Sido, président – Au moment de l'incident du 4 novembre 2006, qui s'est tenu entre 22 heures 10 et 22 heures 30, la France exportait de l'électricité.

M. Bernard Laponche – Cette histoire de l'exportation vers l'Allemagne est souvent évoquée. Mais les choses fonctionnent de la même façon dans l'autre sens. En 2006, l'Allemagne a plus exporté d'électricité qu'elle n'en a importée. L'interconnexion totale au niveau européen n'est peut-être pas la solution, peut-être qu'avoir des échanges d'électricité si importants ne représente pas la meilleure réponse. Je suis stupéfait par le projet de faire un ring électrique autour de la Méditerranée. Déjà, un câble de 400 kilomètres court sous la mer entre l'Italie et la Grèce, et le seul argument qu'on m'a avancé pour justifier le financement européen de ce projet était qu'il s'agissait d'une « question politique » ! Des électriciens souhaiteraient disposer d'un maillage dans le monde entier qui permette d'avoir de l'énergie partout dans le monde. Le ring électrique méditerranéen est selon moi une aberration, puisque des lignes énormes traverseraient les déserts.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Comment réduire notre dépendance au pétrole et que pouvons nous faire de mieux pour le fluvial ? Existe-t-il quelque part des essais de fluvial électrique ?

M. Bernard Laponche – Les transports fluviaux ne consomment pas beaucoup d'énergie.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Il faut donc maintenir le fluvial en l'état et développer le ferroutage.

M. Bernard Laponche – Le même problème se pose pour la voiture. De multiples raisons font que le développement des transports collectifs en ville est un facteur très positif. En général, ils sont électriques et cela représente un progrès pour la circulation de tous.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Pensez-vous que nous sommes passés à côté d'autres processus de production au nom d'intérêts économiques supérieurs ? Des lobbies ont-ils empêché de développer d'autres systèmes ?

M. Bernard Laponche – Il s'agit d'une certitude. L'équilibre pour le nucléaire se situerait à 50 %. Nous sommes montés à 80 % à cause d'erreurs de prévisions et, par là-même, nous avons stérilisé tout le reste. Dès la fin des années 80, le cycle combiné au gaz est devenu la meilleure technologie au monde pour la production d'électricité. Il est très étonnant qu'il n'y ait pas eu en France plus de production de ce type.

M. Bruno Sido, président – Que pensez-vous de l'éolien ?

M. Bernard Laponche – L'éolien est un élément très positif mais il ne faut pas prétendre produire toute l'électricité française de cette manière. Cependant, avec le potentiel qui existe en France, nous pouvons certainement arriver à des taux intéressants.

M. Marcel Deneux, rapporteur – L'éolien présente un prix de revient très élevé.

M. Bernard Laponche – Le prix de revient du nucléaire dans les années 60 était aussi très élevé. Nous sommes au début de l'éolien. Le jour où une éolienne s'arrête, vous la démontez. Il n'en va pas de même pour une centrale nucléaire. L'éolien n'est pas loin du tout de la compétitivité. Nous devons produire 10 TWh, les Allemands en sont déjà à 35 ! Les autres technologies peuvent donc être développées, mais il existe une dimension industrielle et un caractère d'indépendance. L'éolien demeure une très belle technologie, dont la ressource est gratuite et qui ne produit pas de déchets. De même, pourquoi ne trouvons-nous pas de chauffe-eau solaires à Marseille, alors qu'il y en a partout à Barcelone et qu'il existe dans cette ville un règlement municipal, devenu d'ailleurs national, obligeant à poser des chauffe-eau solaires ?

La sécurité électrique réside également dans le comportement responsable des grands producteurs.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Il est vrai qu'il existe une pression des grands producteurs. En milieu rural, EDF résiste ainsi à mettre des tarifs de nuit.

M. Bruno Sido, président – J'en suis étonné.

M. Bernard Laponche – Il existe des dimensions non techniques de la sécurité d'approvisionnement.

M. Bruno Sido, président – J'assiste pour ma part à l'inverse dans ma région, où il existe six tarifs.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Cela doit dépendre des régions et de la direction commerciale. Il existe des obstacles non tarifaires ; il faut, par exemple, changer de puissance pour pouvoir changer de tarif.

M. Bernard Laponche – J'aimerais ajouter un dernier mot sur ce point. Dans les DOM-TOM, chaque fois qu'EDF vend un kilowattheure, elle en perd le prix. Alors qu'il existe en plus, sur le territoire national, des certificats d'économie d'énergie, les agents commerciaux d'EDF continuent à être payés au kilowattheure vendu. Il existe donc une grande difficulté à faire des économies d'électricité. Il faudrait une première réforme, au moins dans les DOM-TOM et en Corse, où l'électricité est très chère. S'il y avait une prime au kilowattheure économisé, nous achèterions plus de réfrigérateurs performants. Il existe donc un aspect très important de caractère humain, comportemental des entreprises.

M. Marcel Deneux, rapporteur – La rémunération des personnels doit être fondée sur d'autres bases. Nous trouvons le même problème avec la direction départementale de l'équipement, où les personnels sont payés en pourcentage sur le volume de travaux. Nous faisons des marchés publics au plus bas mais l'administration qui les contrôle est payée en pourcentage. Elle n'a aucun intérêt à ce que le marché public soit bénéficiaire.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie pour votre intervention.

M. Henri Prévot
inspecteur général des mines et auteur du livre
« Trop de pétrole ! Energie fossiles et réchauffement climatique »
22 février

M. Bruno Sido, président – Nous avons maintenant le plaisir de recevoir Henri Prévot, inspecteur général des mines et auteur d'un livre, que je n'ai personnellement pas lu, intitulé : « *Trop de pétrole ! Energie fossiles et réchauffement climatique* ».

M. Henri Prévot – La question de la sécurité d'approvisionnement peut être abordée sous de nombreuses facettes.

Les défaillances d'approvisionnement en électricité, qu'il s'agit d'éviter, peuvent avoir des raisons accidentelles ou chroniques. Une panne, les conséquences de mauvaises manœuvres sur la conduite des réseaux, les effets d'une tempête ou encore des erreurs ponctuelles de prévision de la demande peuvent être considérés comme des accidents. Les difficultés d'approvisionnement en électricité rencontrées pendant l'été 2003 étaient un accident : le niveau de la demande n'avait pas été anticipé. Elles n'étaient pas dues à un manque de capacité. Je ne parlerai pas ici des risques accidentels mais des risques « chroniques » : ils se manifestent par des difficultés récurrentes ou durables, qui se traduisent par des délestages sur des durées supérieures à une durée convenue à l'avance. Certaines durées de défaillance sont en effet acceptables : on parle généralement de trois heures par an en moyenne. La durée de défaillance a toujours été en moyenne largement inférieure à trois heures en France.

Les risques chroniques peuvent avoir plusieurs origines. Ils peuvent être dus à une difficulté d'approvisionnement en matière première. L'approvisionnement en gaz, par exemple, peut être sécurisé, soit en sécurisant chaque source, soit en diversifiant les sources, soit par des stockages de sécurité. Un vrai problème de stockage de précaution en gaz se pose aujourd'hui. Je n'aborderai pas cette question. Dans le schéma que je proposerai, nous utiliserons peu de gaz pour produire de l'électricité : les risques qu'il présentera seront donc faibles.

Les risques chroniques peuvent également venir d'une inadaptation du potentiel de production d'électricité par rapport à la demande. Je me situerai ici sur le terrain du moyen et du long terme. Lorsque la demande en électricité est trop forte, la difficulté d'ajuster l'offre à cette demande est manifeste. Les méthodes pour y parvenir sont plutôt brutales : la fourniture cesse. Or, à part les quelques clients privilégiés qui bénéficient d'une double source ou sont ménagés, les défauts d'alimentation électrique affectent généralement l'ensemble de la population de manière indifférenciée, ce qui n'est pas ce que l'on observe en cas de pénurie dans d'autres secteurs.

Comment parler de la demande en électricité sans parler du panorama général de l'énergie ? On a parfois tendance à parler des carburants, de la chaleur, de l'électricité ou du nucléaire séparément, sans saisir l'équilibre d'ensemble entre l'offre et la demande d'énergie. La chaleur par exemple provient de l'électricité, de la biomasse, du solaire, du gaz ou du fioul. Il est donc impossible d'envisager sérieusement l'évolution de la demande générale en électricité sans dresser un panorama général de l'énergie. De même, comment parler d'énergie sans prendre en compte l'objectif dominant qu'est la lutte contre l'effet de serre ?

Pour aborder les risques chroniques en électricité, le problème doit être analysé de manière approfondie. Faisons donc un détour avant de revenir, assez vite, aux questions d'électricité.

L'objectif dominant est la lutte contre l'effet de serre. Dans le livre que j'ai rédigé, je parle à titre personnel. Un avertissement figure en son début : « Les analyses présentées n'engagent pas les institutions publiques pour lesquelles travaille M. Prévot ». Nous entendons souvent dire que la France est soumise à un double défi : l'épuisement des ressources énergétiques fossiles et la lutte contre l'effet de serre. Cette phrase n'a pas de sens : pour gagner la lutte contre l'effet de serre, nous devons laisser sous le sol plus de la moitié des ressources accessibles. La mise sur le même plan des deux objectifs constitue donc une faute logique.

Surtout, si l'épuisement des ressources s'avérait, leur prix augmenterait. Le rôle de l'Etat serait alors simplement de prévenir cette augmentation et de développer l'aide sociale pour alléger les difficultés des personnes qui en souffriraient : ce serait le rôle classique d'un Etat dans une économie concurrentielle. Au contraire, pour amener les personnes à ne pas consommer une énergie qui serait bon marché, l'Etat devrait s'immiscer dans la vie économique, dans l'équilibre entre l'offre et la demande, de façon beaucoup plus intrusive. En mettant sur le même plan l'épuisement des ressources fossiles et la lutte contre l'effet de serre, on suggère donc aux pouvoirs publics deux politiques contraires : laisser faire en partie ou intervenir massivement. Il n'est donc pas étonnant qu'aucune décision n'ait été prise. Si les prix augmentent, il ne sera pas nécessaire d'instituer un impôt. Si, en revanche, on gagne la bataille contre l'effet de serre, les prix diminueront en conséquence, et l'impôt devra être d'autant plus élevé. Il faut donc bien choisir son terrain.

En luttant contre l'effet de serre, on efface le problème de l'approvisionnement en ressources. Cela ne signifie pas qu'aucun problème d'approvisionnement en ressources ne se posera dans les cinq à dix années à venir : il faudra réaliser des investissements pour obtenir du charbon, ce qui prendra du temps ; de plus, certains Etats consommateurs pourraient décider eux-mêmes de retenir la ressource. Il ne s'agira cependant pas alors de manque de ressources, mais d'insuffisances temporaires d'investissements ou de volonté politique. Ne parlons donc pas de l'épuisement des ressources

fossiles : ce serait avouer qu'on a perdu la bataille contre l'effet de serre ou qu'on y renonce.

En prenant l'avis de nombreux experts, je me suis efforcé d'établir un tableau de ressources et d'emplois d'énergies qui permette de diviser par deux ou trois nos émissions en trente ou quarante ans. J'ai utilisé au maximum les possibilités de la biomasse et j'ai cherché à optimiser le recours aux autres sources d'énergies renouvelables : éoliennes, chauffage solaire, géothermie et utilisation énergétique des déchets. Les autres énergies renouvelables ne seront pas disponibles avant trente ans. L'énergie de la mer et les piles photovoltaïques resteront de toutes manières fort chères. L'étanchéité dans le temps des gîtes de stockage de gaz carbonique devra être garantie pour que le captage du CO₂ devienne une source d'énergie : or, cela prendra du temps ; et cette technique ne sera utilisable que si les d'émissions de gaz carbonique sont concentrées.

Quelle quantité d'énergie pourrions-nous économiser ? On compare bien souvent ces économies à la quantité consommée aujourd'hui. Comme la consommation d'énergie augmente tendanciellement, l'économie d'énergie doit s'apprécier par rapport à ce que seraient les consommations d'énergie dans vingt ou trente ans si l'on ne se préoccupait pas de l'effet de serre. Conformément aux objectifs de la loi d'orientation sur l'énergie de 2005, j'ai supposé une amélioration de deux points par an de l'intensité énergétique, ce qui conduit, si l'augmentation de PIB est de deux points, à une stabilisation de la consommation d'énergie. L'économie d'énergie ainsi réalisée, par rapport à une augmentation tendancielle de un point par an, serait déjà de 35 % au bout de trente ans. Sur le papier, ces économies d'énergie sont évidemment faciles à réaliser et nombreux sont ceux qui prévoient des économies encore plus importantes. Il faut néanmoins être réaliste : c'est pourquoi j'ai inclus une stabilisation de la consommation dans ce schéma.

Il est facile d'en déduire la quantité d'électricité qu'il faudra pouvoir produire sans émission de gaz à effet de serre. On sait que les éoliennes ne suffiront pas : en couvrant l'Allemagne, elles n'offrent toujours qu'un taux de fonctionnement de 15 % -sur les 15 gigawatts (GW) utilisés par l'Allemagne, cela correspond à 3 ou 4 GW de nucléaire, c'est-à-dire à 2 ou 3 tranches nucléaires. Même si l'on couvrirait la France d'éoliennes, le problème ne serait donc pas résolu. Or, pour une même quantité d'électricité délivrée, l'investissement nécessaire en éoliennes est plus de deux fois supérieur à l'investissement nécessaire en nucléaire. De plus, les éoliennes ne livrent pas forcément l'électricité au moment où on en a besoin. Des centrales à charbon doivent donc fonctionner en permanence pour être disponibles quand le vent tombe : les émissions de gaz à effet de serre sont, par conséquent, supérieures avec les éoliennes qu'avec le nucléaire.

Le stockage du gaz carbonique est une possibilité très intéressante, mais il ne pourra sans doute pas être utilisable à grande échelle avant vingt ans et coûtera plus cher que le nucléaire. D'après mes derniers renseignements, au prix actuel du charbon, l'électricité ainsi produite coûterait 70 euros par

mégawattheure (MWh), alors que l'électricité nucléaire peut ne pas coûter plus de 30 euros par MWh, pour une production en continu : c'est plus de deux fois moins cher. Il faut ajouter que, même avec séquestration, des émissions de gaz carbonique seront produites, qui auront un coût également. Au total, la production d'électricité à partir de charbon et séquestration coûtera donc deux ou trois fois plus cher que la production d'électricité nucléaire.

Si donc la demande globale d'énergie se stabilise et qu'on veut diviser par deux nos émissions de gaz à effet de serre, en utilisant au maximum la biomasse et les autres ressources renouvelables, il faut encore accroître notre capacité nucléaire de 50 % ; pour diviser par trois nos émissions, notre capacité nucléaire doit être accrue de 80 %. Ce n'est pas de l'idéologie, mais de l'arithmétique. Pour que chacun puisse s'en convaincre, j'ai publié sur un site Internet un tableau où chacun peut entrer ses propres hypothèses de consommation d'énergie, finale et intermédiaire : quantité d'électricité consommée dans les véhicules hybrides ; dans le chauffage ; dans les pompes à chaleur... Le tableau calcule ainsi la quantité de gaz à effet de serre émise et la capacité nucléaire nécessaire. Toutes les équations sont visibles : chacun peut les corriger s'il le souhaite.

M. Bruno Sido, président – Sur quel site peut-on trouver ce tableau ?

M. Henri Prévot – Tapez « diviser par trois » dans Google. Un encadré « faites vous-même votre scénario » apparaît sur la droite de l'écran, sur lequel vous cliquez. Chacun peut ainsi comparer les effets de ses hypothèses. Qu'on ne me dise pas que je suis pro-nucléaire !

J'ai également établi un tableau de comparaison synoptique présentant à la fois la situation actuelle, la situation tendancielle dans trente ans si l'on ne fait rien, les hypothèses sur la production et la consommation d'électricité de l'association « Négawatt », qui envisagent la suppression du nucléaire d'ici 50 ans, et qui ne me paraissent pas réalistes et, enfin, mon propre tableau d'hypothèses pour une division des émissions par trois.

Il serait possible de diminuer la part du nucléaire dans la production d'énergie actuelle à 50 %, mais on ne parviendrait pas ainsi à faire baisser les émissions de gaz à effet de serre. Pour diviser par deux ou trois nos émissions en trente ans, nous devons accroître nos capacités nucléaires. Ces hypothèses sont différentes de celles retenues jusqu'à présent pour l'exercice de la PPI.

Pour la sécurité d'approvisionnement et la lutte contre l'effet de serre, le prix de l'électricité est un élément essentiel. La question n'est pas tant de trouver de l'électricité que de savoir à quel prix. La sécurité d'approvisionnement signifie trouver de l'électricité au meilleur prix de revient possible.

Mon livre présente trois originalités : il disjoint les questions d'effet de serre et d'épuisement des ressources fossiles, il dresse un tableau d'hypothèses et il indique des prix. J'ai en effet pris le risque d'indiquer des

coûts, pour chercher comment les réduire au maximum. Je parviens à la conclusion très simple que, si toutes les conditions favorables sont réunies, il est possible de diviser par deux ou trois nos émissions. Pour cela, il convient que soient menées toutes les actions qui coûtent moins cher que ce que coûterait l'utilisation de l'énergie fossile si le pétrole coûtait 100 euros par baril. Ce critère -très commode- évite d'avoir à se préoccuper de l'évolution du prix du pétrole pour déterminer comment agir pour lutter contre l'effet de serre.

Je ferai donc tous mes calculs sous l'hypothèse d'un pétrole à 100 euros par baril. Le prix du gaz est équivalent à 50 euros par MWh. A partir des prix de référence de la direction de l'énergie et des matières premières (DIDEME), j'examine quelle est la composition optimale du parc de production d'électricité.

Je choisis enfin un taux d'actualisation en supposant que j'ai trouvé des financements qui ne reviennent pas trop cher, parce que je cherche à obtenir le prix le plus bas. Les entreprises privées estiment en général que leurs capitaux doivent être rémunérés au moins à 8 % en monnaie courante pour qu'elles puissent investir sur 20 ou 30 ans. Le taux d'actualisation du Plan est de 4 % pour les investissements publics. Les investissements garantis par l'Etat sont à moins de 3 % en monnaie constante. Il faut rajouter les deux points d'inflation. Si l'on suppose que le prix de revient est de 30 euros par MWh pour un investissement nucléaire rémunéré à 8 %, il sera de 22 euros par MWh pour un investissement rémunéré à 4 % : près de 30 % moins cher. Cela montre que le coût de la ressource financière a ainsi un effet considérable sur le prix de l'électricité. Puisque le coût de la lutte contre l'effet de serre dépend directement du prix de l'électricité, il varie en fonction de la façon dont les centrales nucléaires seront financées. Si l'on admet que l'acceptabilité d'un plan de lutte contre l'effet de serre dépend de son coût, elle dépendra alors du coût de rémunération du financement des centrales nucléaires. Si l'on estime, comme moi, que la lutte contre l'effet de serre est une affaire de santé publique qui engage les intérêts fondamentaux de la Nation, parce que ses enjeux, notamment stratégiques, sont très lourds, alors la question du financement au moindre coût des centrales nucléaires doit devenir un enjeu crucial.

Supposons que l'on obtienne un coût de financement de 4 %, ce qui est possible, par exemple si le financement est fourni à un établissement public, comme c'était le cas dans les années 1980. On suppose que le pétrole coûte 100 dollars par baril et que le parc est bien adapté. On maintient les barrages au fil de l'eau et les éoliennes existants. La courbe de demande montre alors qu'aucun autre moyen de production que le nucléaire ne devrait fonctionner plus de 1 000 heures par an, sur les 8 760 heures d'une année. On obtient ainsi la capacité de nucléaire nécessaire : 90 GW pour diviser les émissions par deux ; 110 GW pour les diviser par trois. La capacité de nucléaire actuelle est de 63 GW. Cette augmentation de 30 ou 50 GW est

possible : en prévoyant les arrêts de tranche, il faut lancer chaque année deux ou trois tranches de 1,6 GW.

L'électricité sera alors utilisée pour le transport par les véhicules hybrides dont le coût d'usage dépendra largement des progrès techniques des batteries, sachant cependant que de bons espoirs de changements technologiques radicaux existent, pour le chauffage avec les pompes à chaleur qui prendront leur chaleur dans l'eau qui circulera dans les jardins, dans des puits ou de serpentins placés sous les pelouses....

J'ai également pensé qu'il serait possible de placer une résistance dans l'eau du chauffage central. Un système de télécommande, asservi sur le prix de l'électricité à la Bourse, allumera le brûleur à gaz ou au fioul et coupera l'électricité dans la résistance dès que ce prix augmente. Une partie des 15 millions de tonnes d'équivalent pétrole de fioul et des 20 millions de tonnes d'équivalent pétrole de gaz utilisés aujourd'hui pour se chauffer pourraient ainsi être remplacés par de l'électricité effaçable, ce qui serait très bénéfique à la sécurité d'approvisionnement en électricité. En effet, ce dispositif éviterait le problème des pointes.

Nous aurons besoin également d'électricité pour améliorer le rendement de la production de biocarburant. On gaspille de l'argent lorsqu'on dépense de l'énergie et des engrais pour fabriquer du carburant avec de la biomasse, alors qu'on pourrait simplement la brûler dans des chaudières de réseaux de chaleur pour remplacer le fioul, qui est un carburant. J'ai rendu un rapport sur les réseaux de chaleur qui montre qu'ils ne reviennent pas très cher, qu'ils sont en réalité beaucoup moins chers que de fabriquer des biocarburants. De plus, cette utilisation de la biomasse utilise les capacités de production du sol de façon trois fois plus efficace, à la tonne de carbone économisé.

J'ai émis des propositions très concrètes sur le sujet : une demi-ligne dans la loi suffirait à multiplier par trois ou quatre l'efficacité de l'effort demandé au contribuable et au consommateur de carburant, pour le même résultat d'émission et le même résultat pour les agriculteurs. Simplement, les produits agricoles (de la paille ou des arbres à croissance rapide comme le miscanthus ou le triticale) seraient produits pour être brûlés dans des chaudières de chauffage urbain. Les maisons isolées ne pourront certes pas être alimentées par un réseau de chaleur. Lorsque toutes les constructions pouvant être desservies par des réseaux de chaleur alimentés par de la biomasse seront ainsi raccordées, on utilisera de la biomasse pour produire des biocarburants de nouvelle génération, qui utiliseront la matière organique beaucoup mieux que les techniques employées aujourd'hui. En particulier les rendements massiques d'un procédé de gazéification et de synthèse seront doublés, voire triplés, notamment si de la chaleur et de l'hydrogène sont apportés de l'extérieur au processus de production, en provenance d'une centrale nucléaire ou d'une centrale à charbon avec séquestration.

Les possibilités techniques d'utilisation de l'électricité existent donc.

Une augmentation de capacité de 50 % à 80 % du nucléaire est donc à envisager pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre, tout en dépensant le moins possible et en créant le moins de réglementation possible, ce qui est une question de liberté dans les deux cas car toute dépense publique a un impact sur le pouvoir d'achat de la population. Pour que cette augmentation des dépenses liées à l'énergie ne coûte pas trop cher, le mode de financement des centrales doit être réexaminé attentivement. Lors de ces dernières années, nous avons constaté que le libre jeu de la concurrence ne conduirait pas à une situation optimale de production de l'électricité.

J'ai voulu situer la question de l'accessibilité de l'électricité dans le cadre de la politique énergétique sur le long terme, c'est-à-dire dans le cadre de la lutte contre l'effet de serre.

Mon livre aborde également une question souvent occultée alors qu'elle freine le débat : à quoi sert pour la France d'agir si elle est seule ? La France produit 1,5 % des émissions mondiales : en divisant par deux ses émissions, elle ne gagne que neuf mois sur la croissance des émissions de la Chine. Cette question revient chaque fois qu'on parle au grand public de la réduction des émissions. Des éléments stratégiques très importants montrent toutefois que cette lutte est de notre intérêt.

M. Bruno Sido, président – Merci beaucoup pour cet exposé.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Merci, M. Prévot, pour cet exercice intellectuel intéressant. J'irai voir votre site Internet ce week-end.

Votre schéma répond-il à la nécessité de réduire la consommation de pétrole dans les transports ? Utilisez-vous les piles à hydrogène et l'électricité nucléaire à cette fin ? Comment envisagez-vous l'approvisionnement en uranium à terme ?

Je vous ai trouvé pessimiste sur le stockage du CO₂. J'ai visité il y a deux ans une plateforme en mer du Nord qui utilisait déjà des points sûrs de restockage de CO₂. Les fosses à gaz ou à pétrole sont également étanches pour le CO₂. Il y a six ans, j'ai vu en Israël un tuyau renvoyer déjà du CO₂ dans la Méditerranée. Les perspectives offertes par le stockage du CO₂ sont donc plus importantes à l'étranger qu'en France.

M. Henri Prévot – Les façons d'envisager l'avenir sont multiples : l'essentiel est d'être cohérent. Les différentes hypothèses possibles conduisent alors globalement dans la même direction. J'ai imaginé les éléments suivants pour le transport : une croissance de 1 % par an des distances parcourues, une amélioration de 1 % par an de l'efficacité des moteurs grâce au progrès technique, la production de biocarburants plante entière avec un bon rendement à l'hectare, l'utilisation de l'électricité pour tous les déplacements de moins de 30 kilomètres à l'aide d'une batterie de 30 kilomètres d'autonomie, bien plus puissante donc que celles des véhicules hybrides actuels, dont l'autonomie ne dépasse pas 1 ou 2 kilomètres, ce qui permet déjà néanmoins de diminuer la consommation de pétrole de 10 à 15 %.

J'ai enfin estimé que nous n'aurions pas besoin des piles à hydrogène. Je parlais d'hydrogène parce que la biomasse comprend trois atomes d'hydrogène pour deux atomes de carbone alors que les hydrocarbures contiennent quatre atomes d'hydrogène pour deux atomes de carbone. On utilisera donc mieux le carbone organique si on y ajoute de l'hydrogène. On pourra alors utiliser cet hydrogène dans les moteurs sous forme d'hydrocarbure liquide, ce qui permettra d'éviter tous les problèmes liés au transport et au stockage de l'hydrogène, tout en obtenant un carburant bien meilleur que celui qui est fabriqué actuellement, pour les mêmes systèmes de motorisation. J'ai introduit dans mon modèle un coefficient d'efficacité de production de biocarburant, selon que l'on apporte plus ou moins de chaleur et d'hydrogène de l'extérieur. Si l'on apportait de la chaleur et de l'hydrogène, nous pourrions disposer de suffisamment de biocarburant, en utilisant l'électricité des véhicules hybrides, pour diviser par trois ou quatre les émissions liées au transport.

Si tous les pays développaient le nucléaire au même rythme que la France, un problème de réserves en uranium ne tarderait évidemment pas à se poser. Cependant, on sait maintenant fabriquer des surgénérateurs, même si des progrès restent à effectuer : nous en avons réalisé un en France, qui a fonctionné. Ces surgénérateurs seront industrialisés plus ou moins rapidement selon le délai de rentabilité que demanderont les industriels et selon l'évolution des ressources en uranium : si elles venaient à manquer, le processus de développement des surgénérateurs serait accéléré, puisqu'ils divisent par 100 les besoins en uranium.

Les experts du Bureau des recherches géologiques et minières disent que le stockage du CO₂ est pour demain ; d'autres personnes informées assurent que non. J'ai lu récemment dans La recherche qu'il était apparu que le gaz carbonique était un gaz acide, donc qu'il attaquait certaines roches : on pourrait donc envisager que des fissures apparaissent d'ici dix à quinze ans dans les stockages de CO₂. Les décideurs prendront-ils le risque de développer massivement le stockage ou se contenteront-ils de lancer des essais à confirmer dans dix ans ? De plus, le stockage du CO₂ servira surtout aux unités de production d'électricité et ne servira pas au chauffage domestique, sauf peut-être le chauffage urbain. Or la production d'électricité avec charbon et séquestration coûtera deux ou trois fois plus cher que la production nucléaire.

Mme Nicole Bricq – Je souhaiterais revenir sur votre hypothèse d'une rémunération des investissements à 4 % : cette rémunération pèse évidemment dans le prix final. Si je vous ai bien compris, pour obtenir un financement dans ces conditions, l'investissement ne peut être que public selon vous. Qu'il soit public ou privé, il a de toute façon un coût : quelle masse d'investissement, donc de capacité d'emprunt, ce mode de rémunération suppose-t-il ?

M. Henri Prévot – Vous avez évidemment raison. J'ai travaillé sur l'impact de la rémunération de l'investissement dans le prix de l'électricité.

Les 8 % demandés par les entreprises privées incluent les « risques du régulateur », c'est à dire que les investisseurs, estimant que la rentabilité de leurs investissements dépend des règles qui seront fixées par les pouvoirs publics, prennent des précautions, même s'ils se disent prêts à investir. La politique publique risque de changer, de créer des règles de sécurité ou de prendre plus de temps que prévu : les investisseurs font payer cher tous ces risques. S'ils ne se réalisent pas, la rémunération supplémentaire ira aux actionnaires.

Certes, l'argent bénéficiera ainsi de toute façon à l'économie mais ces 8 % rendent la lutte contre l'effet de serre très chère et difficilement acceptable par la population. Comment donc trouver des financements rémunérés à 4 % ? Une société anonyme de droit privé, même avec 80 % de capitaux publics, est obligée de suivre les normes de financement habituelles des entreprises. Même 10 % à 20 % d'actionnaires peuvent se tourner, s'ils n'obtiennent pas leur rémunération, vers la Cour de Luxembourg pour fustiger l'action de l'Etat, qui ne se sera pas comporté comme un actionnaire normal. Il me semble donc que l'investisseur -et l'emprunteur- doit être un établissement public. Il ne sera pas difficile de trouver sur le marché comment financer un établissement public français qui souhaite développer de l'énergie nucléaire aujourd'hui. L'argent sera largement disponible à de bonnes conditions financières.

Le problème est qu'on dépassera les taux d'endettement fixés par l'accord européen. C'est là encore une question de choix : si cet endettement correspond à un besoin public et sert réellement à financer un investissement, et non des déficits d'exploitation ou de fonctionnement, il devrait être possible de trouver un terrain d'entente. Sinon, il faudra peut-être modifier les règles. En tout cas, il est clair que la logique va dans ce sens.

M. Bruno Sido, président – Au fond, vous dites qu'il faut envisager la sécurité d'approvisionnement dans le cadre du réchauffement climatique et vous en concluez que la production d'électricité d'origine nucléaire doit être considérablement augmentée. Cependant, le coût de l'origine des capitaux fait varier grandement le prix du kilowattheure.

Or, pour accroître la production d'électricité nucléaire, il faut d'abord trouver des lieux d'implantation pour les centrales nucléaires, respecter la loi sur le réchauffement de l'eau et augmenter la taille des réseaux pour distribuer l'électricité. On sait que la panne du 4 novembre 2006 était due à un problème de réseaux. Or, construire des réseaux prend plus de temps que de construire les centrales. Quelle augmentation du parc de centrales envisagez-vous et comment les articulez-vous avec les réseaux pour que votre solution soit réaliste et praticable ?

M. Henri Prévot – C'est une question essentielle. J'ai dit qu'un impôt sur l'énergie fossile devrait porter les prix du gazole et du fioul à la consommation finale aux prix qu'ils atteindraient si le pétrole coûtait 100 dollars par baril : le gazole, 1,45 euros par litre avec la taxe intérieure sur

les produits pétroliers et le fioul, 950 euros pour 1 000 litres contre 650 euros actuellement, TVA comprise. Pour y parvenir, l'augmentation doit être de 1 centime par an et par litre en trente ans environ en plus de l'inflation : c'est envisageable, à condition de donner une perspective et d'obtenir l'accord de la population. C'est une condition essentielle, qui marque une différence fondamentale avec les années 1980, où il suffisait pour décider une politique, que quelques personnes (les décideurs politiques et les dirigeants des entreprises nationales) se réunissent dans un bureau. Aujourd'hui, l'accord de la population est indispensable. J'ai écrit ce livre précisément pour définir des perspectives concrètes : les coûts, les techniques, les possibilités d'action de l'Etat. Il est essentiel de les définir clairement pour acquérir la confiance de la population.

Si cette confiance est obtenue, les questions très réelles que vous énoncez disparaîtront : les Français doivent comprendre que ce mode de production d'électricité est le meilleur. Il permettra de ne pas payer cher et, en nous permettant à la fois d'être assez autonome en énergie et de ne pas émettre de gaz à effet de serre, il nous positionnera dans une position plus confortable dans le contexte mondial, qui sera violent.

En effet, lorsque les troubles annoncés -sécheresses, tempêtes, inondations...- se réaliseront, des centaines de milliers de personnes souffriront. Surtout, toute sécheresse sera imputée à l'effet de serre, même si ce n'est pas prouvé. Nous serons donc désignés responsables pour avoir dégagé du gaz carbonique depuis 200 ans. La violence s'appuiera ainsi sur une rhétorique liée à l'effet de serre. Il s'agit de se dégager de ces responsabilités en montrant que nous avons fait de gros efforts : nous serons ainsi en bien meilleure position stratégique.

De plus, quand, dans 20 ou 30 ans, il sera avéré que la hausse des températures est de 2 degrés, la population mondiale prendra peur et décidera que des actions doivent être engagées. L'énergie dominante sera alors le charbon. On dit toujours que le charbon est bien réparti : cette affirmation est parfaitement fautive. 25 % des ressources en charbon sont localisées aux Etats-unis, 17 % en Russie et 25 % en Inde et en Chine. Avec l'Afrique du Sud et l'Australie, six pays détiennent ainsi près de 90 % des ressources. Ces pays formeront donc un « OPEP du charbon » et réaliseront, alors, que tout le monde leur demande de limiter leurs ventes. Ils le feront et vendront seulement aux clients qui stockeront du CO₂, ce qui fera monter les prix. Cette situation risque de se produire dans 30 ans et les réactions seront nécessairement brutales. Il vaut donc mieux que nous nous soyons mis à l'abri. Or, 30 ans sont nécessaires pour apprendre à ne pas recourir systématiquement aux énergies fossiles, en construisant des réseaux de chaleur, en faisant pousser des arbres, en bâtissant un programme nucléaire. Nous devons donc commencer à agir maintenant.

Ce raisonnement doit être tenu auprès de la population pour la convaincre que c'est son intérêt. Toutes nos entreprises seront alors prêtes à répondre à une demande qui sera massive partout et à laquelle se préparent,

évidemment, les Etats-Unis. Quand la population sera convaincue, les questions d'acceptabilité des sites et de passage des lignes, aujourd'hui réelles, s'effaceront. Des réfrigérants atmosphériques peuvent être utilisés pour limiter le recours à l'eau des rivières et des emplacements près de la mer doivent être trouvés. Ils existent mais il faudra probablement modifier la loi sur le littoral. C'est là encore une question de priorité.

M. Bruno Sido, président – Que faites-vous des déchets ?

M. Henri Prévot – Ce problème est évidemment complexe. La solution identifiée par le Parlement, qui consiste à trouver des sites où ils peuvent être entreposés de manière définitive, mais où ils peuvent également subir des vérifications dans les décennies qui viennent, répond toutefois à la question. Les sites géologiques existent. Toutefois, des questions d'acceptabilité se posent et un travail considérable doit être fourni pour convaincre la population. Avec les surgénérateurs, les déchets seront, eux aussi, réduits jusqu'à près de 100 fois.

Les déchets nucléaires sont certes dangereux mais ils sont concentrés et peuvent être surveillés, alors que le CO₂ n'est pas traçable et qu'il peut produire des dégâts partout sans que l'on puisse désigner de responsable direct.

M. René Beaumont – Vous avez cité les déchets parmi les sources d'énergie : quelle méthode envisagez-vous : la méthanisation ou l'incinération ? Les déchets ménagers ont un pouvoir calorifique certain et les unités d'incinération traitent aujourd'hui parfaitement le CO₂, ainsi que la dioxine.

M. Henri Prévot – Vous avez donné la réponse vous-même. J'ai rédigé un rapport sur le sujet qui est, enfin, publié sur le site du ministère de l'environnement. J'ai dû attendre un an la publication de ce document. En effet, pour ce faire, le ministère souhaitait attendre la fin des élections municipales de 2001. Il est vrai que les propos que je tenais dans ce rapport s'inscrivaient en faux contre les pratiques actuelles. Aujourd'hui, nous utilisons les déchets pour produire de l'électricité, de sorte que plus du tiers de la chaleur dégagée est gaspillé. Nous en revenons, ici aussi, à des questions d'acceptabilité : la population s'opposait à l'installation de stations d'incinération. Aujourd'hui, elles sont si propres que certaines d'entre elles sont mêmes localisées à Monaco !

J'ai également fait un rapport sur les réseaux de chaleur, qui est lui aussi publié sur Internet. Il montre que les centrales électriques utilisant la chaleur de l'incinération des ordures ménagères devraient être arrêtées le plus tôt possible, même si elles sont situées à 10 kilomètres d'un réseau de chaleur : il suffit de construire une conduite pour transporter la chaleur sous forme de vapeur, ce qui ne coûte pas très cher. Le réseau de chaleur est aujourd'hui chauffé avec de la cogénération gaz, qui devrait être arrêtée également car elle coûte très cher au consommateur d'électricité : 3 % des

factures d'électricité servent à payer la chaleur dans les stations de cogénération. Il faut alors chauffer les réseaux avec la chaleur d'incinération.

On m'a dit que le Bureau de recherches géologiques et minières étudiait la possibilité de chauffer de l'eau en sous-sol pendant l'été avec la chaleur d'incinération et la remontait pendant l'hiver avec des pompes à chaleur. On pourrait ainsi récupérer toute la chaleur de l'incinération.

Si nous sommes certains que les ordures qu'on fermente ne sont pas polluées, la fabrication de biogaz vaut également la peine. La meilleure valorisation des déchets semble consister à en extraire du méthane à destination des réseaux de distribution de gaz, comme cela se fait en Allemagne ou en Suisse.

M. René Beaumont – Seul un tiers des déchets peut être traité de la sorte.

M. Henri Prévot – Oui. Le tri des déchets nous est demandé alors qu'il coûte très cher et n'apporte aucun avantage, même pour le papier ! En revanche, nous ne faisons pas la collecte des déchets toxiques, qui serait la seule action utile : mettre de côté tout ce que les enfants ne doivent pas porter à la bouche et le collecter. Les ordures ménagères mélangées pourraient alors être suffisamment propres. On ne ferait donc qu'une collecte, ce qui diminuerait considérablement les coûts. Les déchets qui fermentent seraient méthanisés et les autres brûlés. Ce schéma de valorisation est peut-être le meilleur. Il figure dans le rapport publié sur le site internet du ministère de l'environnement.

Mme Nicole Bricq – Vous avez dit que la France ne devait pas agir de manière isolée : quel est le périmètre pertinent ?

M. Henri Prévot – Je me suis mal fait comprendre car j'affirmais le contraire. J'ai dit qu'il fallait pouvoir montrer à la population qu'une action de la France serait de son intérêt, même si elle agissait seule. Cela n'aurait alors certes pas de conséquence sur l'effet de serre. Espérer que la France donnerait alors l'exemple serait assez « gaulois ». En revanche, la France y a un intérêt stratégique. De plus, nous devons nous préparer au moment où l'humanité prendra des dispositions, par la rétention du charbon ou du gaz par exemple. M. Poutine veut déjà organiser une « OPEG ». Les pays détenteurs de gaz se rendront compte qu'il va de leur intérêt de diviser par deux leur production si cela multiplie par trois le prix du gaz. Ils pourront ajouter qu'ils prennent cette initiative pour le bien de l'humanité. Ils créeront ainsi une « rente de rareté », qu'ils garderont pour eux. Mieux vaut alors pour la France qu'elle n'ait pas besoin, outre mesure, de carbone fossile. Toutes les mesures à prendre que j'ai listées -je n'ai pas parlé de l'urbanisme, ni des normes de bâtiment- ont donc un sens dans un cadre national.

Seul le développement des véhicules hybrides suppose un cadre international, car on ne voit pas comment un constructeur automobile pourrait les développer pour un simple marché national. J'ai montré que le véhicule hybride s'imposerait même si l'électricité était produite à partir de charbon

avec un dispositif de séquestration du CO₂. Cela coûterait toujours moins cher que l'hydrogène. On peut donc imaginer une coopération industrielle entre des constructeurs français, allemands, italiens, britanniques sur le véhicule hybride, avec des prix du carburant différents selon les pays. Le prix serait moins cher dans les Etats où l'électricité serait moins onéreuse, tandis que le coût du carburant sera plus élevé là où l'électricité sera plus chère.

Cette coopération entre les Etats ne doit pas être menée sur le mode des coopérations « renforcée » du traité sur l'Union car ces coopérations renforcées sont très difficiles à mettre en œuvre, la situation n'ayant pas évolué depuis le Traité de Nice. Il faut en revanche mettre en place ce que Edouard Balladur appelle dans un article paru dans le Monde des « coopérations spécialisées », à la manière de Schengen ou d'Airbus ; ou encore des « coopérations structurées », comme en prévoyait le Traité constitutionnel sur les matériels d'armement. J'ai inclus les textes de la coopération structurée dans mon livre, pour montrer que c'est possible. Il faudra des coopérations industrielles sur le nucléaire, comme déjà entre Siemens et Areva, ou entre les constructeurs de voiture.

Une politique européenne sera également nécessaire pour taxer le gazole des transporteurs routiers. Je précise que, dans tout ce programme, aucune taxe n'est prévue pour l'industrie, qui est soumise à la concurrence internationale. Puisque l'effet de serre est un problème mondial, pénaliser notre industrie reviendrait à perdre des emplois et de la valeur ajoutée sans aucun avantage pour l'atmosphère. C'est malheureusement ce que fait l'Union européenne avec le marché du CO₂, en créant des contingents précisément sur ceux qu'il aurait fallu épargner. En revanche, une fiscalité sur le gazole des transporteurs est nécessaire, dans le cadre d'une Union européenne riche de la diversité de ses Etats et qui n'essaie pas de les soumettre tous au même modèle.

M. Bruno Sido, président – Merci, M. Prévot. Nous consulterons votre site pour examiner les rapports apparemment nombreux que vous y avez publiés.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Pour orienter à l'avenir vos travaux, travaillez un peu sur le méthane : nous sommes sensibilisés au problème du CO₂, mais le méthane sera un véritable problème si le permafrost dégele.

M. Henri Prévot – Vous avez raison : le méthane peut être une grande source de pollution, mais que pouvons-nous y faire ? Il faut éviter d'émettre du gaz carbonique pour empêcher que le méthane ne se libère. Quand il se dégagera, nous ne pourrons rien faire.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Si des personnes comme vous travaillent, j'ai espoir. C'est un vrai débat pour les 20 ans à venir. Je travaille avec l'Institut national de recherche agronomique (INRA) sur ce problème. En cas de dégel, une immensité de méthane sera libérée en Sibérie.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie pour cette intervention.

M. Pierre Radanne,
auteur du livre « *Energies de ton siècle ! Des crises à la mutation* »
8 février

M. Bruno Sido, président – Chers collègues, nous allons entamer notre séance sans plus tarder. J'accueille M. Pierre Radanne que vous connaissez tous puisqu'il a été directeur de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et qu'il dirige aujourd'hui un cabinet d'expertise. Vous vous présentez devant la mission commune d'information du Sénat qui est chargée d'examiner la question de la sécurité d'approvisionnement en électricité en France. Nous vous avons demandé, en tant qu'expert, de venir nous exposer cette problématique et d'évoquer les mesures tendant à renforcer cette sécurité. Sans plus tarder, je vous laisse la parole.

M. Pierre Radane, auteur du livre « *Energies de ton siècle ! Des crises à la mutation* » – Bonjour Mesdames et Messieurs. La France a connu, par habitant, une croissance économique de 105 % de 1973 à 2005. Quelle a été, selon vous, la croissance de la consommation d'énergie par habitant sur cette période ? La réponse va vous étonner. Cette hausse a atteint 2,85 % sur une période de 33 ans. Ceci signifie que vous êtes dans un pays dont la consommation d'énergie est d'ores et déjà stabilisée. Cette mutation a commencé, en 1973, en réponse au choc pétrolier. Il faut garder cette évolution en tête.

Cependant, au-delà de ces éléments, d'autres évolutions sont visibles. En particulier, de grands mouvements de substitution se sont produits entre énergies et les parts de marché sont, aujourd'hui, relativement stabilisées. Il n'y a presque plus de charbon. Le pétrole s'est énormément resserré sur son cœur de cible, les transports. Les deux tiers du pétrole actuellement consommé en France concernent ce secteur. Le gaz est utilisé comme une énergie d'appoint dans différents domaines et, en particulier, pour la production de chaleur. Enfin, l'électricité voit sa consommation augmenter car de nombreux usages nouveaux font appel à elle. Derrière ce maintien global de la consommation d'énergie, vous trouvez donc une stabilisation du pétrole et une légère augmentation du gaz et de l'électricité.

Pour l'électricité, deux mouvements en sens contraire apparaissent devant nous. En premier lieu, nous pouvons encore réaliser de grands progrès en efficacité énergétique. En effet, depuis 1973, nous avons dégagé des économies d'énergie dans pratiquement tous les secteurs, sauf dans celui de l'électricité. Des potentiels considérables existent donc à ce niveau. J'en citerai quatre : l'éclairage, les appareils en veille (une modification à venir des systèmes de mise en veille entraînerait une division par dix des consommations), l'isolation des logements et l'électronique de contrôle pour tous les usages, y compris pour l'industrie. En revanche, à long terme, nous allons probablement faire face à une croissance assez forte de la

consommation d'électricité. Compte tenu des problèmes liés au changement climatique, un usage va devoir basculer. Ce mouvement concerne les transports et se fera probablement à un horizon de 10 à 20 ans. Nous allons passer de la voiture actuelle à la voiture hybride et, conformément au progrès dans le stockage de l'électricité, la part de l'électrique dans la voiture augmentera.

Sur la question même de l'approvisionnement, je vais vous présenter ce qui est, pour moi, l'ordre moral des priorités. Nous devons placer, au premier rang, les solutions énergétiques qui réduisent les divers systèmes de contraintes auxquels nous sommes confrontés. Celles-ci sont très importantes dans le secteur énergétique : épuisement de ressources rares, pollution de l'air, changement climatique, risques technologiques. Ce secteur est le principal secteur qui pose problème en matière d'environnement. Les solutions de réduction des contraintes reposent sur les économies d'énergie, l'amélioration des comportements individuels et le développement des énergies renouvelables qui n'ont pas d'impact négatif important à long terme. Enfin, il va falloir rendre le secteur des transports moins dépendant du pétrole et ceci devra constituer une priorité pour la génération qui vient.

Ces dispositions prises et à échéance d'une génération, nous pourrions résoudre le problème de la sécurité de l'approvisionnement énergétique, selon sa structure actuelle, de moitié. Evidemment, ceci ne constitue pas la totalité des solutions. Il faudra, ensuite, s'attaquer à la question des énergies qui concourent à produire de l'électricité, mais qui présentent, toutes, des inconvénients. Le pétrole est rare et engendre les pollutions que nous connaissons. Le gaz est légèrement plus abondant. Il est moins polluant et reçoit donc quelques faveurs, aujourd'hui, de par le monde. Le charbon est très abondant, mais il émet beaucoup plus de gaz à effet de serre. Enfin, le nucléaire présente des risques de trois natures : risques d'accident, question des déchets et interrogations sur la prolifération. Pour que vous compreniez ma position en la matière, je peux vous indiquer que je serai en faveur du nucléaire le jour où je lirai dans le journal que l'Homme est devenu ange et n'est plus démon. Je ne sais pas si ce siècle sera pacifique, mais, s'il ne l'est pas, la première matière qui sera mise sous embargo dans le commerce international sera l'uranium. Cette interrogation nous interpelle tous et personne ne détient de réponse en la matière.

Nous sommes donc confrontés à des choix qui ne sont pas faciles. A court terme, je pense que nous pouvons développer, au niveau des énergies renouvelables, l'éolien, les déchets et la micro-hydraulique. A long terme, nous pouvons évoquer la photovoltaïque, l'énergie des marées et, surtout, la géothermie de grande profondeur. Nous avons quand même, sous les pieds, une bouilloire dont les capacités de production énergétique sont quasiment illimitées. Enfin, vous connaissez la difficulté liée à l'effet de serre sachant que, dans la production électrique, nous sommes obligés d'avoir une production en pointe à partir de combustibles fossiles.

Dans cet univers et face à la question qui est posée, quelles évolutions technologiques voyons-nous apparaître devant nous ? Nous devons d'abord évoquer le développement de la cogénération industrielle. En effet, l'électricité soulève un problème de rendement de production très faible. Le rendement moyen du système énergétique français s'est amélioré, mais reste, aujourd'hui, pitoyable avec un niveau de 35 %. Vous rentrez 100 dans le système et obtenez 35 d'énergie, au niveau des usages et 65 de pertes. La consommation utile, en France, avoisine 90 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) tandis que nous rentrons, dans le système, une énergie de l'ordre de 270 Mtep et les pertes atteignent environ 100 Mtep. Elles sont donc considérables. Or, dès que nous nous plaçons dans une solution de cogénération, nous produisons à la fois de l'électricité et de la chaleur. Nous économisons donc de l'énergie. Au-delà de cette cogénération industrielle, nous allons voir apparaître progressivement la micro-cogénération domestique. L'équivalent d'une machine à laver, en volume, alimenté au gaz offrira, par exemple, le chauffage et l'électricité. La pile à combustible va également voir le jour, en usage domestique, à un horizon de 20 ans. Cette solution est très intéressante car la pile dégage un rendement d'utilisation du gaz de l'ordre de 60 % et nous pouvons utiliser, pour la pile à haute température, la chaleur coproduite, ce qui ajoute 25 % supplémentaires. Le rendement total peut donc atteindre 85 % pour un rendement actuel d'un réacteur nucléaire de 30 % et un rendement moyen des centrales à charbon de 40 %. Nous disposons donc, là, de solutions à très haut rendement et décentralisées.

D'ailleurs, la vraie réponse à votre question passe par la décentralisation du système électrique français. Derrière cette notion, nous aurons forcément besoin de gaz en pointe et la gestion du réseau évoluera énormément avec, notamment, le contrôle électronique à distance. Dans ce domaine, un travail parlementaire pourra être effectué pour dégager des protocoles d'asservissement de la capacité de production d'électricité des particuliers, afin que cette capacité puisse être appelée par le réseau, sans consultation, quand celui-ci en a besoin. Nous avons effectivement des moyens de production décentralisés qui, aujourd'hui, ne sont régulièrement pas appelés. Derrière ces éléments, vous abordez également la question du stockage de l'électricité. Cette question majeure tenaille tous les chercheurs depuis le début du 19ème siècle. Nous avançons très lentement et je ne peux promettre aucune percée en la matière bien que nous réalisons des progrès réguliers, notamment au niveau des batteries.

Concernant la gestion du dispatching, la conduite du réseau est effectivement une question importante. Aujourd'hui, l'ordre d'appel en France est le suivant. D'abord, nous appelons le nucléaire qui est peu modulable. En deuxième position, nous trouvons l'hydraulique qui apporte un complément, en souplesse, de la rigidité du parc nucléaire, puis le gaz qui est utilisé en pointe et qui est centralisé. La structure de demain reposera également sur une base, nucléaire ou pas, suivie des énergies renouvelables intermittentes qui

permettront de soulager le système quand elles produiront de l'électricité. La cogénération décentralisée devra être placée en troisième position et l'hydraulique en quatrième position. Cette énergie permettra de reboucher les trous, mais il faut noter qu'il s'agit d'une énergie très précieuse qui ne doit pas être utilisée quand d'autres moyens peuvent être mis en place. Enfin, en cinquième position, le gaz centralisé offrira un appoint quand l'hydraulique ne pourra pas intervenir. Durant vos auditions, vous allez certainement remarquer les résistances de certains opérateurs à passer du système ancien vers ce système, certes un peu plus compliqué, mais utilisé par un grand nombre d'acteurs autour de nous et totalement applicable.

Concernant le renforcement de l'interconnexion au plan européen, il s'agit évidemment d'une bonne politique, sachant qu'il ne faut pas chercher à exporter nos soucis, mais à mettre en place les moyens d'une meilleure interconnexion.

Pour finir, nous pouvons évoquer les politiques à conduire. Dans un premier temps, nous pouvons stabiliser, sans problème, la consommation électrique française, qui croît de 1 % à 2 % par an, à partir du moment où nous mettons en place des politiques d'économie d'énergie. Le système des certificats d'économie d'énergie de la loi du 13 juillet 2005 est, de mon point de vue, dévoyé vers des objectifs trop faibles. Nous devons renforcer ceux-ci car nous disposons, là, d'un puissant moyen d'action. Par ailleurs, il faut remettre en place des incitations tarifaires à l'effacement de la consommation, pour le secteur industriel comme pour le secteur du grand tertiaire. Il faut mieux répartir la production sur le territoire, ce qui est possible avec les énergies renouvelables et la cogénération. Enfin, il faut relancer la prospective. Il est honteux que la France n'ait plus de prospective sur l'énergie depuis 12 ans. Le contexte a complètement changé et nous sommes revenus à une situation de crise pétrolière. Le dernier exercice en la matière est celui du Commissariat Général au Plan. Il date de 1995. Ce n'est pas sérieux, compte tenu des difficultés rencontrées et des besoins d'investissement lourds dans le secteur. Il faut également inciter les consommateurs à décaler leurs usages. Nous pouvons toujours prétendre qu'il est difficile d'agir sur les comportements. Mais, il faut aussi rappeler une grande réussite française. Dans les années 1960, nous avons décidé favoriser la production d'eau chaude la nuit. Nous avons donc associé un changement de comportement et une solution technique et nous avons comblé des creux de consommation par une production d'eau chaude. Pourquoi ne prenons-nous pas de telles mesures sur certains appareils afin d'améliorer la gestion des réseaux ? En dernier lieu, il faut éviter le chauffage électrique. Nous ne pouvons pas être, à la fois, pompier et pyromane. Nous rencontrons un réel problème de gestion du réseau. Nous devons donc éviter de développer trop fortement des usages qui accroissent ces difficultés. Et, si nous devons utiliser l'électricité pour le chauffage, il ne faut surtout pas utiliser les convecteurs habituels à effets joules, mais utiliser, a minima, des pompes à chaleur. La géothermie permet effectivement de diviser la consommation par trois.

Je souhaite mentionner un dernier point, même si celui-ci n'apparaissait pas dans vos remarques et questions. Je pense que nous allons rencontrer un véritable problème avec la dérégulation du secteur électrique européen. Je ne suis pas favorable au nucléaire et, pourtant, je suis en adhérence de cœur avec M. Marcel Boiteux, promoteur du parc nucléaire français, sur le constat suivant. Quand les contraintes sont faibles, l'approvisionnement abondant, les prix bas et les technologies présentes, des voix s'élèvent pour s'interroger sur l'implication de l'Etat dans le secteur et demander la libéralisation. Nous avons libéralisé dans les années 1960, quand le pétrole était abondant, et à partir de 1985, après les deux chocs pétroliers. En revanche, dès que les problèmes reviennent comme, par exemple, après la deuxième guerre mondiale ou lorsque les technologies ou les approvisionnements extérieurs posent des difficultés, on prétend que « l'énergie est le centre de la nation ». Je cite, là, le Conseil National de la Résistance. On demande alors à l'Etat de prendre en charge cette fonction importante. Nous l'avons fait après la deuxième guerre mondiale et pendant la période des chocs pétroliers au cours de laquelle l'Etat a conduit une politique énergétique très forte.

Aujourd'hui, nous devons donc nous demander si nous allons vers du beau temps ou vers des nuages. Je suis obligé de vous répondre que nous allons vers des nuages. Nous allons rencontrer un problème d'approvisionnement sur les hydrocarbures. Le Moyen-Orient se trouve, aujourd'hui, dans la situation la plus grave qu'il ait jamais connue. Nous faisons face à une profonde mutation de civilisation rendue nécessaire par le changement climatique et l'effet de serre. Compte tenu de ces éléments, nous devons rentrer dans une régulation forte. La Commission européenne reste sur la lancée de son discours de 1985, mais n'a pas encore complètement pris la mesure de la situation. Evidemment, quand j'évoque une régulation forte, je ne demande pas le retour au monopole d'Etat du passé, mais un pouvoir extrêmement fort du régulateur, des cahiers des charges très contraignants et la concurrence ouverte dans des secteurs où cela est compatible. Or, pour l'électricité, la libéralisation est un non-sens. Nous ne pouvons pas mettre en concurrence un produit non stockable. En effet, dans la science économique, la concurrence sert à pouvoir faire appel à un autre fournisseur lorsque notre fournisseur n'est pas dans de bonnes conditions de production. Le jeu du marché s'équilibre car nous travaillons sur des stocks qui peuvent être constitués par les uns et les autres, et non dans une contrainte de fonctionnement en temps réel. Dans le secteur électrique où aucune solution de stockage du bien n'existe, la planification doit primer.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie. Je souhaiterais vous poser une première question sur l'électronucléaire. Vous annoncez que les nuages sont devant nous et que le pétrole est aux mains de pays plus ou moins en guerre. Pourtant, l'électronucléaire est mis en cause par une certaine partie de la population. Comment cet objectif peut-il se concilier avec les prévisions

de croissance ? Dans un contexte d'effet de serre et de réchauffement climatique, peut-on éviter l'électronucléaire ?

M. Pierre Radane – Cette affaire est réellement une question de conviction personnelle et l'avenir n'est pas écrit. Pour ma part, j'ai le sentiment que le recours au nucléaire peut finir très mal et je voudrais l'éviter. Mais, j'ai le plus grand respect pour ceux qui pensent que ce recours est envisageable. Cependant, entre ces deux extrêmes, un point devrait faire l'unanimité : on ne choisit pas une solution à risque et incertaine avant d'avoir examiné toutes les autres solutions. L'opinion publique pourrait être extrêmement difficile à gérer en cas d'incident. Au-delà du débat entre les partisans et les opposants au nucléaire, il faut utiliser prioritairement les solutions sans risque, soit les potentiels d'économies d'électricité, qui représentent environ un tiers de la consommation actuelle dans des conditions rentables, et les énergies renouvelables. De nouveau, le bilan énergétique français démontre que ce sont, là, les seules énergies nationales dont nous disposons. Elles ne sont pas indexées sur la colère du monde. C'est donc une affaire sérieuse. De plus, je tiens à vous rappeler qu'il n'existe plus un gramme d'uranium qui soit extrait du sol français. On peut donc discuter du placement du nucléaire dans la colonne relative à l'indépendance nationale. Pour ma part, j'aurais rêvé que la loi du 13 juillet 2005 mette l'accent sur des solutions sans risque. Elle aurait pu envisager deux paquets dans la politique énergétique : ce qui relève de l'intérêt commun et ce qui relève d'un choix optionnel entre des solutions difficiles.

M. Marcel Deneux, rapporteur – M. Radane, nous avons déjà partagé ou opposé des points de vue sur le sujet du nucléaire. Je pense que, dans l'état actuel de la structure française, nous ne pouvons pas faire l'économie du nucléaire pendant encore longtemps. Ceci est également valable pour des questions de coût. D'ailleurs, la sécurité de l'approvisionnement de l'uranium, dans des pays politiquement stables, est quand même plus importante que celle de l'approvisionnement du pétrole, voire du gaz. C'est donc déjà plus rassurant. Par ailleurs, sur quoi faut-il faire porter l'action sur les économies ? Comment pouvons-nous agir pour aboutir au tiers d'économie annoncé ?

M. Pierre Radane – J'ai cité l'éclairage, ou encore tout ce qui concerne l'isolation des bâtiments et constituera une nécessité face à la question du changement climatique. A ce titre, le dispositif de certificats d'économies d'énergie de la loi de 2005 est absolument remarquable. Cependant, au moment de l'élaboration des décrets, la négociation a, comme d'habitude, conduit à un raboutage du dispositif initial. Nous nous retrouvons donc avec des opérateurs énergétiques qui ont pris, comme objectifs d'économies, des réductions qu'ils avaient d'ores et déjà prévues, sans faire d'efforts additionnels. Il faut donc utiliser cet instrument de manière très volontariste et, au plan européen, soutenir les réglementations sur l'efficacité minimale des appareils mis en vente. Vous connaissez l'extraordinaire succès de la réglementation sur les réfrigérateurs qui a permis de réduire très

fortement les consommations des équipements neufs, au travers de l'étiquetage et de l'information. Pour revenir sur la polémique nucléaire, votre argumentation sur les sources d'approvisionnement est parfaitement légitime. Mais, il faut prendre en compte la marine et le transport par bateau. En cas de conflit majeur, plus un bateau ne circulera dans le monde. C'est évident !

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Notre rencontre est motivée par les événements qui se sont déroulés le 4 novembre 2006. La question de la sécurité de l'approvisionnement énergétique en découle. Nous avons effectivement rencontré, à un moment donné, un problème d'inadaptation entre l'offre et la demande. J'ai bien pris acte de vos propos et, sur ces bases, plusieurs approches se déclinent : une production électrique relativement stable ou une production énergétique incluant une certaine souplesse. Par ailleurs, un deuxième volet doit être pris en compte : la capacité à stocker l'énergie. J'aimerais que vous approfondissiez cet aspect. En effet, la deuxième voie ne va-t-elle pas engendrer, dans les années à venir, une recherche d'énergies stockables, au détriment d'énergies qui ne seraient pas stockables ? Ceci peut-il représenter une orientation envisageable puisque les énergies stockables offrent une souplesse que les autres n'ont pas ? Enfin, je souhaite évoquer un volet que vous avez à peine abordé. L'été dernier, je me suis rendu en Charente-Maritime, département qui travaille depuis 20 ans dans le domaine de la géothermie de grande profondeur. Je vous avoue que je suis surpris de ne pas entendre parler, dans notre pays, de cette énergie car, sous nos pieds, nous avons effectivement une capacité énorme de production d'énergie. Je trouve assez surprenant qu'il revienne à des collectivités locales de se préoccuper d'aller chercher celle-ci et qu'elle n'apparaisse pas dans les préoccupations nationales. Pouvez-vous nous en dire plus ?

M. Pierre Radane – Sur la première partie de votre intervention, je n'ai pas de bonnes nouvelles à vous annoncer. En l'état actuel des choses et à ma connaissance, nous n'avons pas de débouché réel sur le stockage d'électricité, à l'exception du cas des barrages hydrauliques. C'est le seul procédé que nous connaissons aujourd'hui et nous ne voyons arriver, à échéance d'une génération, aucune solution généralisable à faible coût et qui change, de façon majeure, le problème. En revanche, nous pouvons demander que la production de chaleur utilisée au cours de l'hiver pour le chauffage puisse être utilisée pour produire de l'électricité en pointe. Ceci nous ramène au sujet de la cogénération qui suppose une vraie adaptation du système, même s'il ne s'agit pas en tant que tel d'une solution de stockage. Par ailleurs, sur la géothermie de grande profondeur, une opération est actuellement en cours à Soultz-sous-Forêts, en Alsace. Elle est menée par Shell et un consortium public européen et présente, de mon point de vue, une solution de très long terme. De nouveau, les deux orientations les plus efficaces sont la modération de la demande par des progrès dans l'efficacité énergétique de notre pays et la décentralisation de la production d'électricité en développant, notamment, la cogénération qui donne au réseau une plus grande robustesse. Nous pouvons, par exemple, évoquer la Bretagne qui s'est massivement

convertie au chauffage électrique, mais refuse, dans le même temps, l'installation de moyens de production d'électricité. La situation va forcément se bloquer à un moment donné.

M. Michel Esneu – Vous évoquez la nécessité de décentraliser le système de production. Mais, lorsque vous introduisez un élément de complexité, vous rendez nécessaire la mise en place d'une coordination. Avec un monopole, la circulation se fait autour d'un cœur. Vous proposez d'établir plusieurs cœurs. Il faut donc prévoir un système pour réguler cet ensemble.

M. Pierre Radane – M. le Sénateur, vous abordez là une question philosophique absolument passionnante. Vous faites face à deux complexités et vous devez choisir entre les deux. Il s'agit d'une complexité de type technologique (le nucléaire représentant la complexité technologique ultime) et d'une complexité sociologique et organisationnelle. Je tiens à remarquer, dans ce cadre, que ce qui était inaccessible, il y a 20 ou 30 ans, est désormais intégré à beaucoup d'usages grâce à l'électronique. Je suis donc parfaitement d'accord avec vous pour reconnaître l'existence d'une complexité, mais une complexité de gouvernance et de maturité collective dans la gestion d'un système est probablement moins dangereuse que certaines complexités technologiques. Par ailleurs, nous disposons, aujourd'hui, de méthodes qui nous permettent de résoudre certaines difficultés, à savoir la capacité de télécommande des installations de toute taille sur tout le territoire. Les électriciens qui gagneront dans le futur sont ceux qui parviendront à affûter ce pilotage en optimisant, au maximum, leurs ressources.

M. Michel Esneu – Notre pays est entouré de mers et notre recherche n'est pas très poussée en matière d'énergie des marées. Or, cette énergie semble plus facile à présenter à l'opinion publique que l'installation d'éoliennes sur tout le territoire.

M. Pierre Radane – J'imagine que, pour vous, Nantes est encore en Bretagne, du moins dans votre cœur ! Il se trouve que l'Ecole Centrale de Nantes accueille M. Clément qui est le grand spécialiste français de l'énergie des marées. Les champions en la matière sont les Anglais qui travaillent énormément sur le sujet. Mais, les équipes françaises sont également très performantes.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Quel prix de l'énergie pour l'avenir et qui favoriser dans les filières ? En effet, le prix de revient du nucléaire constitue bien une des raisons pour maintenir cette énergie. Quel est votre avis sur la question ?

M. Pierre Radane – Ceci constitue un point intéressant du rapport Stern qui a été commenté dernièrement. D'ici 2050, la richesse par habitant va doubler. Elle a doublé au cours des 33 dernières années. Elle peut donc vraisemblablement doubler dans les 43 années à venir. Si tel est le cas, vous pouvez, sans appauvrir les Français, doubler la dépense énergétique tout en restant à parité dans l'allocation du produit intérieur brut. Si vous êtes dans une situation où vous stabilisez la consommation énergétique, vous

n'appauvrissez pas la France avec un doublement du prix unitaire de l'énergie. Or, nous disposons d'un nombre prodigieux de technologies capables de le faire. Dans un scénario d'efficacité énergétique, nous ne rencontrons donc aucun problème de financement du secteur.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Quel est votre sentiment sur une gestion un peu plus européenne de la question ? Que pensez-vous du maillage des réseaux européens sachant que chaque pays obéit à des règles différentes et que des opérateurs publics cohabitent avec des opérateurs privés ?

M. Pierre Radane – Je vais vous répondre par un plaidoyer vibrant. L'énergie doit être dans les traités européens et la France doit soutenir une politique énergétique européenne. Nous vivons une communauté de destins à travers nos dépendances vis-à-vis de l'extérieur. Nous avons donc totalement intérêt à relier nos réseaux et à mettre en place un régulateur européen fort, ce qui, aujourd'hui, n'existe pas.

M. Bruno Sido, président – Nous vous remercions de nous avoir consacré ce début de matinée.

**M. Jean-Luc Thomas,
professeur titulaire de la chaire d'électrotechnique
au Conservatoire national des arts et métiers (CNAM)**

21 mars

M. Bruno Sido, président – Notre mission commune d'information a été chargée de réfléchir en profondeur aux questions de sécurité d'approvisionnement de la France en électricité. Elle rassemble des élus de différentes tendances politiques et la rédaction de son rapport doit être bouclée dans le courant du mois de juin. Dans cette optique, nous procédons à l'audition de très nombreux acteurs du domaine de l'énergie et sommes amenés à effectuer plusieurs déplacements à l'étranger. Nous nous sommes ainsi récemment rendus à Bruxelles et nous avons pour projet de nous déplacer dans plusieurs pays européens, afin, notamment, de mieux comprendre l'incident du 4 novembre 2006. Nous espérons ainsi entrevoir les moyens qui permettront à un tel incident de ne pas se reproduire. Aujourd'hui, nous procédons à trois auditions. Jean-Luc Thomas sera le premier à intervenir. Dans un premier temps, nous écouterons son exposé, avant de lui poser quelques questions.

M. Jean-Luc Thomas, professeur titulaire de la chaire électrotechnique au Conservatoire national des arts et métiers (CNAM) - Mon exposé sera bref car je veux croire que les échanges qui s'ensuivront seront plus importants pour vous que cet exposé. Avant toute chose, je souhaitais vous remercier de m'avoir invité ce matin. Je tenterai d'apporter un éclairage sur l'incident du 4 novembre 2006 et, de manière plus générale, sur les problèmes d'approvisionnement en électricité de la France. Je suis titulaire de la chaire d'électrotechnique au Conservatoire national des arts et métiers (CNAM) depuis un an. Avant cela et pendant près de vingt-cinq ans, j'ai effectué une longue carrière industrielle auprès, notamment, de grands groupes électriques tels que Schneider, Alstom, Alcatel-Alsthom et Areva T&D. Parallèlement, j'ai approché le monde universitaire au travers d'un poste de professeur associé, que j'ai occupé pendant dix ans. Au-delà, les différents postes que j'ai été amené à occuper m'ont donné l'occasion de conduire des missions dans le domaine de la recherche et du développement pour le compte de fournisseurs de matériel électrique. J'ai été plus récemment confronté à la problématique des réseaux, par le biais de mes activités pour Areva.

Ma présentation, qui s'appuiera sur un document Powerpoint, se concentrera sur quelques aspects généraux concernant l'énergie électrique en France. Elle devrait alimenter par la suite notre discussion sur les scénarios imaginables pour le futur.

J'ai contribué à la rédaction des rapports d'enquête de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et de l'European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) sur la panne du 4 novembre dernier. J'ai ainsi été amené à réfléchir sur les solutions possibles pour éviter qu'un tel incident ne se reproduise. Les solutions à court terme sont détaillées dans les rapports de l'Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), de l'ERGEG et de la CRE. Au-delà, nous devons prendre conscience du fait que cette problématique s'inscrit dans un cadre européen et non uniquement franco-français. Nous devons prendre en compte toutes les données dans un cadre plus large.

La première liaison de transport électrique a été réalisée au XIX^{ème} siècle, à partir du CNAM, sur une modeste distance de 57 km. Quelques années plus tard, un réseau électrique avait été installé pour l'exposition universelle de Munich. Il était alimenté par une cascade d'eau de 2,5 mètres et produisait une puissance de 400 W à travers des fils télégraphiques de 4,5 mm de diamètre. Ces chiffres peuvent prêter à sourire. Pour autant, les problèmes identifiés alors sont toujours d'actualité : même en 2007, les lois de la physique restent inflexibles !

Les historiens ont narré le combat qui a opposé à l'époque Edison et Tesla sur la nature du réseau électrique. L'un prônait le courant continu, tandis que l'autre défendait le courant alternatif. A l'époque, ces questions pouvaient paraître surréalistes. Aujourd'hui, toutefois, nous nous posons à nouveau des questions sur le choix des réseaux. Lors de la panne du 4 novembre 2006, les systèmes d'interconnexion en continu ont montré certaines vertus. L'alternatif domine aujourd'hui largement en Europe, grâce à l'invention du transformateur par Lucien Gaulard.

Bien entendu, les lois de la physique ne changent pas au cours des siècles. De même, pour certains objets, les fonctions n'évoluent pas. Ainsi, un pont a aujourd'hui la même utilité qu'autrefois. Pour autant, personne ne saurait nier les avancées technologiques majeures qui séparent le Pont Neuf du Viaduc de Millau. Il en va de même pour les réseaux et les transformateurs.

J'ai souhaité illustrer la différence entre production et distribution au travers d'un document de Réseau de Transport d'Electricité (RTE) publié sur internet. Ce sujet est fondamental dans la mesure où les principes, les technologies et les règles diffèrent entre l'une et l'autre. Cette divergence s'est d'ailleurs accrue au travers du mouvement de libéralisation du marché de l'électricité. Avant la dérégulation, le réseau électrique s'appuyait sur des règles strictes concernant les standards et la sécurité. Un seul acteur prenait en charge la génération, la production, la transmission, le transport, la distribution et l'alimentation locale. La dérégulation a bien sûr multiplié le nombre d'acteurs. Les aspects financiers et la compétition ont fait leur entrée dans ce domaine. Dans le même temps, la production s'est décentralisée, par le biais de l'éolien, du photovoltaïque ainsi que d'autres sources. Le nouveau schéma sépare de façon nette les différentes fonctions (production, transmission et distribution).

Trois facteurs permettent d'évaluer la qualité de l'électricité, à savoir la qualité de la tension, la continuité de service et le coût associé à cette énergie. Les électrons obéissent aux lois de la physique mais ignorent toujours les lois du marché. Cette boutade nous rappelle que l'on ne négocie pas les lois de Kirchhoff. Malheureusement, certains acteurs semblent l'avoir oublié. De nombreux standards et normes ont été édictés. Les variations lentes et rapides de tension sont aujourd'hui bien codifiées et réglementées, tout comme les fluctuations et la fréquence. Ceci doit nous rappeler que l'électricité n'est pas un produit de consommation comme les autres.

L'intégration des éoliennes dans les réseaux pose question, aussi bien au niveau de la distribution que du transport. La production éolienne est aléatoire et difficilement prévisible. Le réglage de fréquence et de puissance est inexistant, tandis que le réglage de tension est limité. Cette production demeure donc très sensible aux creux de tension. Lors de l'incident du 4 novembre 2006, l'Espagne s'est ainsi trouvée délestée pour cette raison. Les éoliennes se comportent de fait comme des générateurs passifs, ce qui rend leur intégration sur le réseau problématique.

L'électricité est un produit frais qui doit être consommé tout de suite. Nous ne disposons d'aucun moyen de stocker cette énergie. Les batteries ne peuvent en effet stocker que du courant continu. Les stockages de supraconductivité sont aujourd'hui trop chers pour être généralisés. Le coût du stockage par le biais de l'hydrogène est de même prohibitif. Notre système de production, de consommation et de transport d'énergie électrique s'appuie sur le principe de l'équilibre instantané entre la production et la consommation. L'interconnexion des réseaux permet d'assurer un soutien mutuel. Sur le plan technique cependant, le déséquilibre brusque entre la production et la consommation peut engendrer d'importantes difficultés. C'est ce qui s'est produit le 4 novembre 2006.

La règle du N-1 joue un rôle fondamental dans le phénomène de black-out. Cette règle évalue la capacité à résister à une rupture de ligne. J'ai présenté schématiquement le cas de deux réseaux simples. Le premier est capable d'absorber un défaut, en réorientant la puissance sur d'autres lignes. En revanche, le second n'est pas capable de soutenir le courant absorbé. C'est ainsi que se produit une réaction en cascade, car la règle du N-1 n'a pas été respectée. C'est ce second schéma qui s'est vérifié le 4 novembre 2006.

En août 2003, les Etats-Unis ont connu une série de black-out. Les satellites de la NASA ont ainsi pu prendre d'impressionnants clichés montrant toute l'Amérique du Nord dans le noir. Il est important d'effectuer la distinction entre un black-out et une grande panne. Le black-out constitue l'étape ultime des difficultés ; l'ensemble du réseau s'écroule alors. La panne du 4 novembre n'entre pas dans cette catégorie et cet incident de grande ampleur doit en fait être qualifié de perturbation sévère. Les Etats-Unis et l'Italie ont en revanche déjà connu de tels phénomènes de black-out ces dernières années : en Italie, c'est la foudre tombée sur un arbre qui a provoqué

le déséquilibre et un phénomène de cascade, le pays entier s'étant ainsi retrouvé isolé.

La panne du 4 novembre débute avec le passage d'un bateau sur la rivière Ems. Pour des raisons de sécurité, il a été nécessaire à cette occasion de couper la ligne Diele-Conneforde. Cette action a provoqué un phénomène en cascade. Des alarmes se déclenchent alors sur des lignes au sud, notamment sur la ligne Landesbergen-Wehrendorf. C'est cette dernière rupture qui est en réalité à l'origine de la panne. Un opérateur a essayé de réagir face à cette difficulté mais, ne disposant pas de tous les outils de simulation nécessaires, il n'a pas pris la bonne décision. Il a procédé à une manœuvre de topologie, c'est-à-dire de reconfiguration du circuit, qui a provoqué une détection de surcharge et un déclenchement de cette ligne, relançant le phénomène en cascade. Trois zones de fréquence se sont alors formées. RTE a mis en évidence des problèmes d'équilibre de puissance. La zone sud-ouest n'a été que faiblement touchée, alors que les deux autres subissent un déséquilibre de l'ordre de 10 000 MW en positif et en négatif, provoquant ainsi une séparation nette.

La panne du 4 novembre se caractérise notamment par une rupture brusque de l'équilibre et, de fait, par une baisse brutale de fréquence. Ce dernier phénomène engendre l'activation de systèmes automatiques sur lesquels l'homme n'a pas prise. Un tel incident met en évidence l'importance d'une plus grande coordination entre les gestionnaires de réseau européens. Elle me paraît fondamentale.

Un document réalisé dans le cadre du rapport de la CRE illustre schématiquement le principe du réseau de transport interconnecté. Il comporte plusieurs ensembles de production (représentés par un alternateur et une turbine) et deux étages de régulation. L'étage primaire permet en transitoire d'asservir la fréquence par un rééquilibrage entre la consommation et la production. Ce réglage localisé ne permet cependant pas d'assurer un réglage précis de la fréquence, puisqu'il ne vaut que pour une région donnée. Le réglage secondaire prend en revanche en compte l'ensemble des productions et des consommations sur un territoire donné et au-delà de ses frontières. Il s'appuie sur une information plus globale. Au niveau n, l'ajustement de la puissance s'effectue par le biais de communications directes. C'est ainsi que le 4 novembre, certains groupes de production ont pu être relancés. A cette occasion, le gestionnaire suisse ETRANS a demandé un mode de gestion qui n'est pas encore inscrit dans l'Operation handbook, qui régit le fonctionnement de l'Union pour la coordination des transmissions électriques (UCTE).

J'ai pu remarquer que les intervenants qui m'ont précédé devant votre mission n'ont pas mis l'accent sur l'électronique de puissance. Aujourd'hui, cette dernière nous permet de prendre en charge des problématiques d'amélioration de la qualité du réseau électrique, au travers de la conversion de l'énergie. Des composants de puissance (de l'ordre maintenant de plusieurs centaines de mégawatts) permettent de passer d'un système alternatif (AC) à

un système continu (DC), dans les quatre configurations possibles (AC/DC, DC/AC, AC/AC et DC/DC). Cette technologie permet d'introduire des réseaux continus. Ces éléments, nommés FACTS (flexible alternative current transmission systems), peuvent être agencés pour répondre à des besoins particuliers. La liaison entre la France et la Grande-Bretagne (IFA 2000) met ainsi en jeu des systèmes de ce type. Ces dernières années, ces composants se sont ensuite multipliés et diversifiés pour répondre aux normes toujours plus sévères de connexion des éoliennes sur le réseau et régler les problèmes de puissance active/réactive sur les éoliennes.

Lorsque deux réseaux sont interconnectés par une ligne d'impédance X , il est nécessaire de tenir compte de la puissance active, utilisée en tant que puissance utile, ainsi que de la puissance réactive, qui permet de maintenir la tension sans être nécessaire à la transmission de puissance. Le fait d'omettre ce second paramètre peut engendrer de nombreux dysfonctionnements. Un FACTS peut jouer sur les tensions au bord des réseaux, sur les impédances X de la ligne ainsi que sur les déphasages. La multiplication de tels systèmes d'électronique de puissance doit permettre d'améliorer de manière notable la fiabilité des réseaux électriques. Ils peuvent notamment être intégrés à des réseaux de transport ou de distribution à proximité de charges très variables (comme une industrie sidérurgique). Schématiquement, le FACTS agit comme un piquet supplémentaire sur une ligne qui doit supporter une charge de plus en plus lourde. Ainsi, dans le cas d'une ligne caractérisée par une génération donnée et une charge variable, l'absence de charge engendre une remontée de tension notable, alors que la pleine charge provoque une chute de tension. Le SVC, qui est un FACTS particulier, permet de maintenir constante la tension sur l'ensemble de la ligne.

Le coût de tels équipements varie en fonction de la puissance. Ils peuvent coûter jusqu'à plusieurs millions d'euros. Il en existe déjà sur le réseau français. Ils restent cependant en nombre insuffisant et, pour certains, n'ont pas été positionnés au bon endroit.

M. Bruno Sido, président – Pourrez-vous nous communiquer la formule qui lie puissance, tension et fréquence ?

M. Jean-Luc Thomas – Je vous transmettrai des informations à ce sujet. Le FACTS est aujourd'hui intégré généralement dans une cabine. Il est ainsi placé à un endroit déterminé de manière transitoire pour répondre à des besoins ponctuels. Les coûts s'en trouvent nettement réduits. Plutôt que d'acquérir de tels systèmes et de les mettre à demeure en un lieu précis, il devient possible de les louer pour une durée déterminée en modifiant régulièrement leur implantation.

Le choix entre courant continu et courant alternatif peut être examiné sous l'angle du coût. Le coût d'une liaison en courant alternatif augmente de manière proportionnelle en fonction de sa longueur. L'installation d'une ligne en courant continu possède un coût non négligeable pour une courte distance. Cela tient au fait que pour être raccordé au réseau général, une telle ligne doit

être dotée d'équipements de puissance, dont le coût est incompressible. En revanche, nous constatons que, sur une longue distance, ces lignes deviennent moins coûteuses que les lignes en alternatif. C'est bien souvent autour de 800 km ou de 1 000 km que se trouve le point d'équilibre des coûts des deux systèmes. En deçà, la liaison en courant alternatif est plus rentable. Au-delà, c'est la liaison en courant continu qui s'avère la moins coûteuse. Pour les liaisons sous-marines, notamment IFA 2000, il est préférable de ne passer que deux câbles sous-marins, plutôt que trois. Ces équipements permettent aussi d'augmenter la puissance transmise par une ligne. Ces FACTS déphaseurs équipent notamment la liaison entre la France et l'Espagne à travers les Pyrénées.

Dans le cas des liaisons sous-marines, entre deux îles par exemple, ces équipements sont aujourd'hui devenus relativement communs. La liaison IFA 2000 (2 000 MW) qui relie la France à l'Angleterre est assez ancienne. Les FACTS existants peuvent être modernisés par le biais de nouvelles technologies. Les convertisseurs de tension (VSC) permettent par exemple d'améliorer la qualité des harmoniques et d'éviter de polluer le réseau. Ce phénomène est assez largement ignoré. S'il est de moindre importance que celui qui est à l'origine de la panne du 4 novembre, il ne saurait pourtant être négligé, car il peut engendrer de sérieux dysfonctionnements. Les filtres actifs permettent pour leur part de réduire la taille des filtres.

Pour leur raccordement au réseau, les fermes éoliennes utilisent de plus en plus des FACTS particuliers dénommés SATCOM. Ceux-ci assurent une protection contre les courts-circuits et les déséquilibres. La CRE a ainsi publié récemment un document portant sur les normes de raccordement des fermes éoliennes au réseau. En Espagne, c'est un décret royal qui règle ces questions et, notamment, les situations de creux de tension, de variation lente de tension ou des courts-circuits. Les éoliennes d'ancienne génération n'utilisent pas ces systèmes et sont, de fait, beaucoup plus sensibles à ces difficultés. Les nouvelles technologies nous permettent ainsi en réalité de mieux réagir en cas de désynchronisation ou de perturbation sur le réseau.

La distribution s'enrichira certainement au cours des années à venir de productions décentralisées voire très localisées. Cette problématique nous éloigne de celle de l'incident du 4 novembre, mais doit tout de même être intégrée à notre réflexion. Les questions concernant l'interaction entre les différentes sources et le raccordement à la production doivent être posées. La CRE et l'UCTE ont souligné le fait que, lors d'un déclenchement sur le réseau de transport, nous ne connaissons pas a priori les puissances associées à la distribution. EDF et RTE sont par conséquent contraints de communiquer de manière régulière ces informations, car nous ne disposons plus d'une connaissance globale du système.

De manière plus générale, nous nous apercevons que les modèles économiques restent par trop anthropiques. Ils doivent intégrer les contraintes imposées par les lois de la physique. N'oublions pas que les flux financiers et physiques ne s'équilibrent pas toujours. Lorsque la France exporte vers

l'Allemagne une puissance donnée, il est impossible de déterminer le trajet effectif de cette puissance. Physiquement, nous ne savons pas comment l'enchère est réalisée. Elle peut en effet transiter par l'Italie, l'Autriche ou la Suisse. En cas de difficulté dans l'un de ces pays, il est impossible d'honorer le contrat. C'est ce que nous apprend la loi de Kirchhoff. Cette loi, dite loi des mailles, loi des nœuds, précise qu'il existe un équilibre au niveau d'un nœud de réseau. La puissance entrante est égale à la puissance sortante, si l'on excepte les pertes. Au terme de cette loi, il devient clair qu'il est impossible de stocker de l'énergie.

C'est en cela que l'électricité constitue un domaine particulier. Sur un réseau autoroutier, il est toujours possible de stocker les véhicules sur un parking. Il en va de même pour un réseau ferré. En revanche, un tel principe est impensable dans le domaine de l'électricité. Si la consommation et la production ne sont pas équilibrées, une variation de fréquence apparaît. Aujourd'hui, les prédictions nous permettent de gérer les fluctuations normales, en l'absence de défaut. Nous ne sommes cependant pas à l'abri d'une erreur humaine ou d'un problème lié à l'élagage. De tels défauts ne peuvent être anticipés. Les lois de la physique ne sauraient être violées, même s'il existe un système préventif et un système curatif.

Il apparaît aujourd'hui impératif de mettre sur pied un centre européen pour les réseaux énergétiques. Dans ce cadre, il serait intéressant de créer une fondation pour la recherche en systèmes électriques. Elle serait ouverte aux acteurs du marché comme au monde académique. La France pourrait y faire figure de leader, dans la mesure où elle occupe une position centrale dans le réseau.

Je conduis aujourd'hui, pour le compte d'Areva, une mission qui a pour but de prédire les black-out en fonction de la topologie du réseau, des pannes passées et de diverses statistiques. Ces travaux ressemblent quelque peu à ceux menés par les sismologues pour prévoir les prochains séismes. Nous ne sommes pas en mesure de prévoir les défauts à quelques jours, mais nous devrions bientôt être en position d'identifier les défauts. L'aspect diagnostic ou curatif permet de minimiser les congestions au travers de protocoles très particuliers.

Le modèle du tas de sable s'applique particulièrement bien dans le domaine de l'électricité. Lorsque l'on lâche de nouveaux grains de sable sur un tas, il grossit peu à peu, avant de s'écrouler brutalement. C'est le même principe qui est à l'œuvre dans le cas d'un black-out. Aux Etats-Unis, le National electronic research council a dénombré 427 black-out sur les quinze dernières années. Il a ainsi été mis en évidence que la survenue des black-out répondait à une loi linéaire : les petits événements sont plus probables que les grands. Un événement du type de celui qui est survenu en Europe le 4 novembre est de fait plutôt rare. La notion de sévérité est liée à divers paramètres tels que le nombre de consommateurs touchés ou encore le coût total de la panne. Cette constatation a donné naissance à des programmes de recherche majeurs sur le sujet.

Nous ne pouvons que déplorer aujourd'hui un manque de compétences techniques, pourtant indispensables. Les filières « Systèmes électriques » des universités et écoles d'ingénieurs sont peu à peu désertées. Les jeunes se détournent du domaine des sciences et techniques de l'ingénieur (STI) et plus particulièrement de celui de l'électrotechnique. En effet, cette dernière s'appuie sur une technologie mature, apparue au XIX^{ème} siècle. Nous perdons ainsi beaucoup d'expertise. Aujourd'hui, seules quelques écoles, telles que Supélec ou l'ENSIEG de Grenoble, enseignent les réseaux électriques. En prenant cette chaire au CNAM, il m'a été donné pour mission de développer l'enseignement sur les réseaux électriques. Nous sommes aujourd'hui équipés de réseaux âgés de 20 à 25 ans. A l'époque, les problématiques autour des besoins énergétiques étaient plus réduites qu'aujourd'hui : les énergies renouvelables n'existaient pas encore et notre capacité de production était alors nettement supérieure aux besoins. Face à cela, nous nous sommes quelque peu assoupis et il est temps de sonner le réveil, par le biais notamment de campagnes de communication dans les mondes industriel, académique et politique.

Il est assez curieux de constater que l'Operation handbook de l'UCTE, qui régit la coordination des réseaux électriques dans l'Union européenne, n'est toujours pas complet. Le Policy 8 (Operational training) n'a toujours pas été publié. Il devrait préciser des notions importantes telles que l'entraînement des dispatchers ou encore la formation. C'est ainsi que perdurent des écarts de compétence entre les gestionnaires de réseau. Un Français et un Polonais ne disposent pas des mêmes connaissances, n'ont pas suivi les mêmes formations et ne maîtrisent pas les mêmes techniques. Aujourd'hui, RTE dispose d'un simulateur de conduite qui lui offre une vision assez approfondie des couronnes chez ses voisins européens. Malgré cela, le 4 novembre, RTE ne disposait d'aucun moyen lui permettant de détecter l'ouverture de la ligne allemande. En fait, certains pays ne disposent même pas d'outils aussi performants que RTE. Il serait important de créer des standards européens en la matière. Faut-il aujourd'hui mettre en place une certification des opérateurs de centre de conduite ? Un tel label permettrait de garantir la qualité du travail effectué.

M. Bruno Sido, président – De tels outils ont été mis en place dans le domaine du trafic aérien.

M. Jean-Luc Thomas – C'est exact. J'espère ne pas avoir été trop long dans mon exposé.

M. Bruno Sido, président – Il était tout simplement passionnant. Je dois cependant vous poser une série de questions techniques. En matière d'exportations, le comptage est-il réellement possible ?

M. Jean-Luc Thomas – Oui, ces techniques sont aujourd'hui bien maîtrisées.

M. Bruno Sido, président – Je souhaite par ailleurs que vous reveniez sur les problèmes relatifs aux interconnexions en alternatif, en

matière de fréquence et surtout de puissance. Par ailleurs, vous soulignez que la production était il y a une vingtaine d'années largement surdimensionnée par rapport aux besoins. L'augmentation de la capacité de production pourrait-elle résoudre les difficultés actuelles ?

M. Jean-Luc Thomas – Elle ne saurait être considérée comme une réponse unique. Quoi qu'il en soit, la France occupe une position assez confortable en la matière.

M. Bruno Sido, président – Malgré tout, il nous a fallu délester.

M. Jean-Luc Thomas – Je dois préciser, même si cela n'a pas véritablement été mis en lumière dans les rapports qui ont suivi la panne du 4 novembre, que le réseau anglais n'a pas été touché par cet incident. C'est la liaison à courant continu qui a protégé la Grande-Bretagne. En effet, elle n'a pas été sensible à la baisse de fréquence. Le rapport de la CRE reprend à ce sujet un graphique qui détaille les différents seuils de délestage. Le délestage survient en fonction de la fréquence constatée et des équipements dont dispose chaque pays. En cas de dysfonctionnement important entraînant un déséquilibre fort entre production et consommation, seuls les systèmes automatiques réagissent. Nous constatons une très grande disparité dans les détections et, par conséquent, dans les délestages. Une telle disparité peut aggraver les problèmes, car le délestage n'est pas réalisé de manière coordonnée.

Les liaisons en continu ne sont pas sensibles à ces variations de fréquence. Ceci n'est d'ailleurs pas sans avantage. Ces équipements permettent de continuer à honorer les contrats, même en cas de difficulté technique sur le reste du réseau. J'ai cependant été quelque peu choqué par le fait que les Anglais ont bénéficié tout au long du problème d'une alimentation de 2 000 MW, alors que la France souffrait d'un déficit important. La législation européenne devrait imposer une certaine solidarité entre les Etats-membres en la matière.

M. Bruno Sido, président – Si toutes nos interconnexions utilisaient le courant continu, la France aurait-elle été préservée le 4 novembre dernier ?

M. Jean-Luc Thomas – Il est difficile de répondre à cette question. Tout dépend du nombre d'interconnexions en courant continu et de l'ampleur du déséquilibre. Si toutes utilisaient le courant continu, la France aurait été assurément préservée. Toutefois, le coût d'un tel réseau serait véritablement exorbitant. Un tel système aurait de plus pour inconvénient de nous désynchroniser du reste de l'Europe. Ainsi, la France ne bénéficierait plus de la solidarité entre pays voisins. Aujourd'hui, en cas de sous-production en France, cette dernière peut compter sur l'étranger.

La stabilité du réseau s'accroît avec le nombre d'interconnexions. Plus le maillage est serré, plus le réseau est stable. Il serait peut-être bon d'augmenter le nombre de liaisons à courant continu, mais il serait vain de considérer cette solution comme apte à résoudre toutes les difficultés.

M. Bruno Sido, président – De manière très égoïste, quel est l'intérêt pour la France de participer à la stabilité du réseau en Europe et même au-delà ?

M. Jean-Luc Thomas – L'interconnexion assure une meilleure qualité de la fréquence. En cas de défaillance d'une centrale nucléaire ou d'une région toute entière, nous pouvons faire appel à nos voisins pour rétablir la situation. Nous ne sommes pas isolés. Par ailleurs, je répète que plus le nombre de connexions est important et plus le réseau est stable. Ceci réduit d'autant les risques de décrochage. Il serait difficile d'en expliquer ici la raison. Cependant, un système interconnecté a pour inconvénient que, lorsqu'un défaut important surgit, comme ce fut le cas le 4 novembre, une réaction en chaîne se produit. Des blocs entiers se détachent.

M. Bruno Sido, président – Cet effet est-il lié à un déficit d'interconnexions ?

M. Jean-Luc Thomas – Oui et non. En fait, cette question est très complexe. Le rapport n'est pas linéaire.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Sur un tel sujet, nous ne pouvons bien entendu nous permettre de contourner les aspects techniques. Les rapports ont mis en évidence a posteriori plusieurs erreurs au moment de la resynchronisation des réseaux le 4 novembre, notamment entre le bloc est et le bloc ouest. La reconnexion des réseaux secondaires de production ne s'est pas effectuée comme cela était prévu. Pouvez-vous revenir sur ces erreurs et nous indiquer des pistes permettant d'éviter qu'elles ne se reproduisent ? Par ailleurs, nous avons pu constater que les gestionnaires allemands et polonais disposaient d'outils d'analyse de sécurité différents de ceux qu'utilise RTE. Vous soulignez à juste titre qu'un maillage plus serré renforce la sécurité du système. Encore faut-il que les outils techniques, particulièrement dans le domaine du contrôle de sécurité, soient standardisés. Comment pouvons-nous progresser dans ce domaine, afin de faire avancer la sécurité en Europe et, par conséquent, en France ?

M. Jean-Luc Thomas – Je vous remercie pour cette question fort intéressante. Nous avons en effet pu constater une série de dysfonctionnements dans le processus de resynchronisation. Aujourd'hui, les opérateurs ne disposent pas d'une vue globale sur ce qui se passe autour d'eux. Le 4 novembre, les Autrichiens ont ainsi réenclenché, avant que le problème ne soit résolu. Bien entendu, le système a déclenché à nouveau immédiatement. Les Autrichiens ont procédé de la sorte car ils n'avaient aucune connaissance du phénomène en cours. Ils ne savaient absolument pas qu'ils se situaient à la frontière entre les deux blocs. Ils ont dès lors réenclenché à un moment inopportun.

RTE possède des simulateurs, appelés « power flows », qui vérifient la loi de Kirchhoff et, par ce biais, les échanges de puissance. Cette surveillance est réalisée toutes les 15 minutes, en fonction de la topologie du réseau. Elle s'effectue de manière automatique de façon cyclique, mais peut

également être répétée de manière plus fréquente sur demande humaine ou par le biais d'un déclenchement d'alarme. En analysant les données, l'outil simule la règle du N-1. Il anticipe ainsi le risque d'un défaut de sécurité. L'Espagne et la Belgique disposent de tels systèmes. RWE en Allemagne affirme aussi posséder un outil comparable. Je n'en ai pas la preuve. L'Europe peut souffrir d'un déficit de cohérence parce que tous les opérateurs ne disposent pas tous des mêmes outils.

Le 4 novembre, la resynchronisation fut également problématique pour les systèmes de distribution intégrant des éoliennes. En effet, les écarts de technologies au sein du parc éolien sont importants. Les technologies diffèrent en fonction du pays, du constructeur et de l'époque à laquelle ont été conçus les équipements. Le 4 novembre, nous avons été confrontés à un problème de fréquence. Ce type de difficulté reste extrêmement rare. Habituellement, nous constatons un problème de tension. Nous délestons, mais nous ne mettons pas en péril tout l'équilibre du réseau. En France, les systèmes de détection de sous-fréquence ne permettent pas de détecter des variations en deçà d'un certain seuil. Nous subissons ainsi une incertitude qui conduit à des imprécisions dans le déclenchement. Les risques pour le réseau s'en trouvent accrus. Il est donc très important que l'Europe se dote d'un outil de coordination de la simulation.

La resynchronisation doit s'effectuer au travers d'un dialogue direct entre opérateurs européens. C'est ainsi que chacun pourra disposer d'une vue globale sur l'état du réseau et savoir à l'avance si les manœuvres entreprises s'avéreront efficaces. L'incident du 4 novembre illustre un manque cruel de dialogue. Ainsi, nous avons constaté que l'Espagne n'a été informée du dysfonctionnement par la France qu'une heure après son déclenchement. La concertation doit être considérée comme une priorité. Elle passe d'une part par des échanges directs, par le téléphone, tout simplement, mais aussi par le biais d'outils informatiques échangeant des informations. A l'heure actuelle, l'Allemagne maintient secrets certains flux de données auxquels RTE ou d'autres opérateurs ne peuvent avoir accès. Ceci s'explique par l'histoire des réseaux nationaux. Chaque pays avait institué un monopole sur la gestion et la production d'électricité. Aujourd'hui, il apparaît fondamental de partager l'ensemble des données techniques.

Les questions que vous soulevez nous renvoient pour partie à une série de difficultés d'ordre technique. Pour d'autres, elles relèvent de la coordination, des technologies ou encore des outils.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Par ailleurs, il n'existe que peu de similitudes entre les structures montées par les opérateurs privés et publics.

M. Jean-Luc Thomas – Vous avez raison. Aujourd'hui, les producteurs ne disposent toujours pas des données des distributeurs.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – La création d'un régulateur européen vous semble-t-elle souhaitable ? Ce dernier serait en effet en mesure d'assurer la coordination et la régulation à un niveau plus large.

M. Jean-Luc Thomas – Cela me semble évident. Nous avons discuté de ce sujet avec des collègues de la CRE. Nous ne voyons pas d'autre issue. Le 4 novembre, au moment du restage, nous avons pu constater une remontée immédiate du niveau de production. A 22 heures 32, le gestionnaire suisse ETRANS demande un passage en mode fréquence pure. Cette technique implique une remontée de puissance, indépendamment de l'équilibre entre les puissances de nos voisins. Elle permet, dans une situation d'urgence, de faire remonter rapidement la fréquence. ETRANS a demandé à plusieurs pays, parmi lesquels la France, de basculer sur ce mode, qui implique notamment l'annulation de quelques coefficients. Cette opération a réduit le temps de recouvrement. Elle n'est toutefois ni définie, ni décrite, ni validée dans l'Operation handbook. Plusieurs pays de l'Est de l'Europe ont basculé sur ce même mode, mais de manière totalement désynchronisée avec la consigne suisse.

Dans ce cas de figure, les opérateurs ont donc jugé nécessaire de recourir à un mode d'urgence, qui n'est même pas défini et codifié dans la règle de gestion de l'UCTE. Nous ne pouvons que nous féliciter du fait que la Suisse ait décidé de contourner les procédures habituelles. En effet, leur décision a permis de sauvegarder le système. Toutefois, ce dysfonctionnement devrait nous alarmer. RTE n'a pas pris cette initiative par lui-même. C'est le gestionnaire suisse qui a dû lui demander, en vertu des règles de priorité définies en cas de dysfonctionnement. Cette opération n'a été mise en œuvre qu'après un certain temps de latence et en contradiction avec les consignes de l'UCTE. Au-delà, il apparaît surréaliste que la formation n'ait pas été standardisée. En cas d'urgence, il apparaît pourtant primordial que chaque opérateur européen dispose du même niveau de formation.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Pour cela, il faudrait que l'Europe prenne conscience de l'enjeu. Tous les parlements nationaux européens se posent-ils aujourd'hui les questions que nous nous posons ? Il faudrait une impulsion politique forte au niveau européen pour faire émerger un régulateur à ce niveau.

Mme Nicole Bricq – Y a-t-il une perte d'énergie entre le volume produit et le volume consommé ?

M. Jean-Luc Thomas – Nous constatons effectivement une perte d'énergie. Aucun système n'est parfaitement étanche. Cette perte reste faible et se limite à quelques dixièmes de pourcent en système alternatif dans les câbles ou les raccordements. En revanche, elle est nettement plus importante dans une liaison à courant continu et représente plusieurs pourcents de l'énergie entrante, du fait du rendement des convertisseurs. Le coût de ces pertes est loin d'être négligeable.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Ces pertes sont-elles inévitables ?

M. Jean-Luc Thomas – Il est impossible de négocier les lois de la physique. Ce phénomène est notamment lié à l'effet Joule.

M. Jackie Pierre – L'écart entre la production et la consommation est-il important ? Les pertes liées au transport font partie intégrante du principe du réseau. Dans le cas de l'eau, nous savons pertinemment que l'habitant ne peut jamais disposer de toute l'eau puisée dans la source.

M. Jean-Luc Thomas – RTE évalue et prédit la consommation énergétique tous les jours en fonction du passé et du climat. Il n'est pas compliqué d'ajuster la production à ces prévisions. Les ajustements se font de manière progressive et sur un temps assez long. C'est ainsi que l'on modifie la consigne de puissance, sans grande difficulté. En régime transitoire ou de pointe ou encore face à un défaut, nous ne disposons pas du temps nécessaire pour faire redémarrer des unités. Les centrales thermiques et hydrauliques ne produisent pas de l'énergie de manière instantanée. Il leur faut un délai de plusieurs minutes qui n'est pas acceptable en cas d'urgence. Les problèmes de sécurité électrique intègrent des échelles de temps très différentes. Les actions menées diffèrent par conséquent fortement en fonction de l'échelle considérée.

M. Bruno Sido, président – Vous souligniez que personne ne saurait transgresser les lois de la physique. Un pays a tenté de contourner le modèle existant et les résultats se sont avérés catastrophiques. Comment pouvons-nous, en fonction de ces lois incontournables, organiser le marché de l'électricité, les échanges et les bourses ?

M. Jean-Luc Thomas – Les bourses électriques en place actuellement ne posent pas problème. Il faudrait cependant qu'elles intègrent les règles d'ajustement des flux physiques. Aujourd'hui, aucun acteur n'assume réellement cette mission. Seule la recherche semble intégrer cette donnée. Les chercheurs ont ainsi construit des simulateurs de flux financiers et de flux physiques. Sur un marché, la sortie demande un ajustement de la puissance. Il serait important de coupler ces systèmes avec des systèmes de simulation physique. Ces derniers permettraient de définir si le contrat peut être ou non respecté ou s'il est risqué. Les économistes doivent s'entendre avec les ingénieurs.

M. Bruno Sido, président – Peut-être serait-il intéressant que les politiques soient associés à une telle démarche et prennent conscience des réalités physiques. Je vous remercie pour vos explications. Il serait à mon avis bon de vous solliciter à nouveau pour vous entendre de manière plus approfondie sur ces questions techniques.

M. Jean-Luc Thomas – Je reste à votre entière disposition.

PERSONNALITÉS DIVERSES

Fédération nationale des mines et de l'énergie de la Confédération générale du travail (CGT)

2 mai

M. Jean-Pierre Sotura, responsable des questions économiques et industrielles

M. Bruno Sido, président – Nous accueillons maintenant Jean-Pierre Sotura, responsable des questions économiques et industrielles à la Fédération nationale des mines et de l'énergie de la Confédération générale du travail (CGT). Je vous remercie d'avoir accepté d'intervenir devant la mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique de la France. Nous menons des auditions et effectuons des visites chez nos voisins et partenaires européens afin de travailler sur ce sujet, mis en exergue par l'incident du 4 novembre 2006. Ayant interrogé et écouté avec beaucoup d'attention des intervenants de ce secteur, nous souhaiterions avoir le sentiment de votre syndicat, la CGT, sur cette question.

M. Jean-Pierre Sotura, responsable des questions économiques et industrielles à la Fédération nationale des mines et de l'énergie de la CGT – Merci, M. le président. Je représente donc la Confédération générale du travail et suis responsable des questions économiques et énergétiques à la Fédération nationale des mines et de l'énergie de la CGT. Je suis accompagné par deux autres responsables de notre Fédération : Jean Barra, chargé des questions énergétiques, et Dominique Loret, membre du conseil de surveillance de Réseau de Transport d'Electricité (RTE) parrainé par la Fédération nationale des mines et de l'énergie de la CGT.

Nous avons volontiers accepté de répondre aux questions de votre mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique de la France et les moyens de la préserver. Nous pensons que la sécurité d'approvisionnement de la France repose sur trois piliers essentiels : une production apte à répondre en tout instant et en tout point à la consommation d'électricité, des réseaux capables d'acheminer l'électricité produite aux consommateurs, et enfin une gestion efficace de l'équilibre entre la production et la consommation pour assurer la sécurité du système électrique. Je vais vous présenter succinctement notre analyse sur l'état de la situation autour de trois aspects : tout d'abord, l'équilibre entre la production et la consommation nous semble fragile et nécessiter des investissements importants ; ensuite, la déréglementation nous apparaît comme un facteur de fragilisation du système électrique ; enfin, les mesures préconisées par la Commission européenne pour accroître la concurrence risquent d'aggraver la situation.

L'incapacité du marché à générer de lui-même les investissements suffisants dans les outils de productions démontre l'urgence d'une réorientation de la construction européenne autour d'une politique européenne de l'énergie fondée sur la coordination des politiques énergétiques de chaque Etat membre. Nous préconisons ainsi la création d'une Agence européenne de l'énergie. Si un débat existe sur le niveau des investissements nécessaires, il n'est pas aujourd'hui contestable, compte tenu des délais de construction nécessaires pour les moyens de production, que des choix incontournables s'imposent. Nous mettons de ce point de vue à la disposition de la mission commune d'information une étude, réalisée par l'institut Energie et développement (IED) pour le compte du Conseil Supérieur Consultatif des comités mixtes à la production d'EDF et de GDF, qui démontre que, selon des hypothèses réalistes, il est nécessaire d'investir dans des outils de production électrique pour assurer cet équilibre entre la production et la consommation, tant du point de vue des pics de consommation que de celui d'une consommation de base. La CGT considère que, tout en menant une politique d'économie d'énergie et de développement d'énergies nouvelles, d'autres réalisations que celle de Flamanville doivent être rapidement engagées.

Si le détail des mesures à prendre doit faire l'objet de discussions, notre conviction profonde est établie. Nous sommes prêts à entrer dans le détail de la panne du 4 novembre 2006 sans manichéisme et sans concessions. Il ne s'agit pas ici de mettre en cause tel ou tel aspect en particulier mais de savoir si le processus de déréglementation constitue un facteur de dégradation de la sécurité du système. Nous rapprochons d'ailleurs la panne du 4 novembre 2006 de celle du 28 septembre 2003 en Italie : dans les deux cas, il ne s'agit pas de situations dans lesquelles des sommets de consommation ont été atteints mais au contraire de situations où le niveau de consommation était relativement faible. Parallèlement, les échanges d'énergie étaient importants en Europe : la recherche permanente de la fourniture d'électricité au prix le plus bas, liée au processus d'ouverture à la concurrence, accroît effectivement les échanges d'énergie. La Commission européenne prône l'accroissement des interconnexions aux frontières pour fluidifier le marché. Mais l'accroissement des transits sollicite fortement les réseaux et les interconnexions et a donc un coût qu'il faudrait mettre en regard des avantages qu'en retirent les facteurs qui génèrent, par leur recherche du moindre coût, des transits importants. Le principal problème posé réside toutefois dans la complexification du système électrique et dans la difficulté à assurer sa gestion optimale dans l'intérêt de l'ensemble des acteurs concernés. Lorsque le système électrique était regroupé dans une entreprise verticalement intégrée, les dispatcheurs pouvaient intervenir plus rapidement pour sauvegarder le réseau. La complexification du système fait l'objet de réflexions des gestionnaires de réseaux regroupés dans l'association « European Regulators Group for electricity and gas » (ERGEG). La Commission européenne a proposé le 10 janvier 2007 une évolution de la régulation au niveau européen dans le domaine de l'énergie qui abonde dans ce sens : l'uniformisation des procédures ou une meilleure coordination des gestionnaires de réseaux au niveau européen peuvent constituer des éléments

d'amélioration de la sécurité du système. L'harmonisation des systèmes de protection des réseaux et des référentiels techniques des opérateurs de part et d'autre des frontières constitue également une évolution nécessaire.

Nous ne pensons pas pour autant que le débat de fond sur la déréglementation puisse être évité. Il s'avère en effet que certains principes fondamentaux de la déréglementation, tels que la concurrence libre et non faussée, et certaines dispositions particulières pour introduire des concurrents aux opérateurs historiques, comme les obligations d'achats, entrent régulièrement en contradiction avec les gestes élémentaires permettant une gestion optimale du réseau en temps réel : à titre d'exemple, même si un gestionnaire de réseau s'aperçoit que l'arrivée d'une production d'origine éolienne ou autre disposant d'un tarif de rachat avantageux peut poser un problème de saturation de réseau, il ne peut pas intervenir. Alors que les directives de libéralisation ne sont pourtant pas encore totalement applicables -le décret relatif à l'ouverture à la concurrence en France le 1er juillet 2007 n'est en effet toujours pas paru-, la Commission européenne a déjà préparé de nouvelles mesures de déréglementation ! Nous renouvelons notre opposition à l'ouverture à la concurrence au 1er juillet et à son corollaire, la suppression programmée des tarifs réglementés pour l'électricité et le gaz. La réunion du Conseil supérieur de l'énergie qui s'est tenue entre les deux tours de l'élection présidentielle pour débattre du projet de décret relatif à l'ouverture au mois de juillet, ce qui nous semble inacceptable puisque cette décision est politique et devrait être soumise au vote des électeurs.

En matière électrique, il existe des lois physiques qui peuvent difficilement être contournées sans remettre en cause la sécurité. Constatant la saturation des interconnexions, du fait des transits supplémentaires liés la déréglementation, la Commission européenne pense avoir trouvé une solution en préconisant d'accroître de manière importante les interconnexions. Or, cette solution ne va-t-elle pas aboutir à augmenter encore les flux d'énergie en favorisant la possibilité de rechercher à tout moment l'électricité au coût le plus bas en Europe ? Dans ce cas, les transits s'étant considérablement accrus, la complexité de la gestion du réseau sera encore plus importante et la résolution d'une panne quelconque encore plus problématique. Les lois physiques incitent à rapprocher la production et la consommation et à rechercher un équilibre sur des périmètres plus réduits, au lieu de chercher à transporter de l'électricité à longue distance.

Notre confédération défend donc des options sur la politique énergétique nationale et européenne qui s'articulent autour de cinq orientations stratégiques : amplification des économies d'énergie et de l'efficacité énergétique ; mobilisation de nos atouts dans la filière nucléaire civile qu'il serait inconcevable de remettre en cause au moment où l'intérêt pour le nucléaire grandit dans le monde et où la Commission européenne reconnaît enfin sa contribution éminente à la lutte contre l'effet de serre ; développement des énergies propres non émettrices de CO₂ ; création d'un

pôle public de l'énergie en France et d'une Agence européenne de l'énergie ; maintien du tarif réglementé en matière d'électricité et de gaz.

M. Bruno Sido, président – Dans la part d'électricité qui circule dans les interconnexions, vous semblez dire que ce sont les échanges répondant à une pure logique commerciale qui sont responsables des gros trafics : mais calculez-vous la part due aux heures de pointe ?

M. Jean Barra, responsable des questions énergétiques à la Fédération nationale des mines et de l'énergie de la CGT – Bien avant la déréglementation européenne, certaines pointes en France étaient assurées grâce à l'apport hydroélectrique de la Suisse, alors même que la France est massivement exportatrice sur l'année. Ce phénomène existe donc depuis longtemps. Cependant, ces dernières années ont vu une augmentation régulière et continue des échanges internationaux en bilan global annuel. En Europe, la France est le seul pays qui soit massivement exportateur. Tous les autres pays sont importateurs, à l'exception de l'Allemagne, dont le bilan est à peu près équilibré, et d'un ensemble constitué par l'Ukraine, la Pologne et la République tchèque, qui injecte sur les réseaux de l'Europe de l'ouest environ un tiers de ce qu'exporte la France. La France exporte ainsi entre 60 et 70 terawattheures (TWh) par an, contre 25 TWh pour l'ensemble Pologne-République tchèque-Ukraine. Et ces quantités augmentent régulièrement.

Ces phénomènes sont inscrits en toile de fond mais la panne du 4 novembre ne se situe pas exactement sur ce registre-là. L'analyse que nous faisons de cette panne est la suivante : elle s'est produite dans le centre de l'Allemagne, région où les transits internes à la région Allemagne-Pays-Bas n'ont pas pu être assurés du fait d'une consommation massive à l'ouest pour une production massive à l'est. Au moment où le transit a été perturbé par l'interruption de la ligne, il aurait été possible d'empêcher la panne par une action auprès des producteurs d'Allemagne de l'est et des producteurs situés à l'ouest de la ligne interrompue : si les premiers avaient diminué leur production tandis que les seconds l'avaient augmenté, ils auraient empêché la panne. Cette pratique est traditionnelle en France. Lorsque j'étais jeune ingénieur chez EDF, les dispatcheurs interdisaient, à certains moments, de procéder à des essais pouvant perturber le réseau. Or, ce pouvoir se heurte désormais à la déréglementation qui stipule que chacun doit pouvoir librement faire appel à la concurrence. Les lois physiques ne sont pas compatibles avec ces nouveaux procédés. L'analyse de la panne le montre.

Mme Nicole Bricq – Ma première question portera sur la politique européenne de l'énergie et votre souhait de création d'une Agence européenne de l'énergie. Souscrivez-vous à la proposition faite par certains économistes, notamment Jean-Paul Fitoussi, de créer, sur le modèle de la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA), une Communauté pour l'énergie, c'est-à-dire une politique intégrée européenne ? Sinon, pouvez-vous développer vos attentes liées à la création de cette Agence européenne ? Ma seconde question concerne le tarif réglementé. Votre objectif est-il de maintenir les tarifs réglementés au-delà de 2008 ? Que répondez-vous à

l'argument selon lequel, comme les procédures de compensation sont floues, le maintien de ces tarifs réglementés met en cause la sécurité de l'approvisionnement ?

M. Jean-Pierre Sotura – Deux questions sont posées, relatives aux tarifs. La première question porte sur les moyens d'obtenir des mécanismes efficaces pour maîtriser la demande d'énergie et mettre des moyens de production en adéquation avec la consommation réelle, avec les réductions de consommation possibles en matière d'habitat. La seconde question vise à définir la politique tarifaire. Pour certains, il faudrait laisser les prix augmenter jusqu'au prix du marché pour que les prix de l'énergie se régulent naturellement. D'autres marchés énergétiques, comme celui du pétrole, démontrent que certains éléments dans la consommation ne sont pas compressibles : l'incompressibilité des besoins est spécifique aux marchés énergétiques. Pour l'électricité en particulier, nous considérons que la régulation par le marché et par des prix élevés s'avérerait inefficace par rapport à l'objectif poursuivi. En revanche, des leviers doivent être utilisés pour aboutir à la maîtrise de la demande : on peut en particulier penser aux mesures relatives aux isolations des logements. Mais il est socialement injuste et économiquement inefficace de s'en remettre à la loi du marché : les tarifs réglementés ayant été conçus en fonction des coûts complets de production, intégrant les investissements dans le réseau de production, la libération des prix pour permettre aux producteurs de pratiquer les prix qu'ils souhaitent signifie la fin de l'avantage compétitif dont dispose la France, à travers son parc nucléaire, pour le bénéfice des consommateurs. Seuls les producteurs en tireront bénéfice, à travers la vente à un prix plus élevé. Je le redis : ces mesures ne sont ni socialement justes ni économiquement efficaces.

Mme Nicole Bricq – Ma question concernait plutôt le mécanisme complexe mis en place par la loi. Comment est-il possible de rendre le système de tarif réglementé plus clair, sans introduire ces distorsions en termes de compensation ? Le système actuel est effectivement compliqué et insatisfaisant.

M. Jean-Pierre Sotura – S'agissant de la politique intégrée, notre confédération soutient la création d'une Agence européenne de l'énergie. Nous participons aux débats en cours sur les moyens de mettre en place une réelle politique européenne de l'énergie. Les politiques énergétiques nationales doivent, tout en conservant des spécificités propres à chaque pays, être coordonnées. Il est nécessaire de coordonner les réseaux, ou de fournir des efforts de recherche coordonnés sur les nouvelles techniques de production. Nous partageons également certains des objectifs contenus dans le paquet énergétique européen, tels que les réductions d'émission de gaz à effet de serre, les politiques coordonnées de maîtrise de la demande ou le développement des énergies nouvelles. Nous souhaiterions coordonner au niveau européen l'ensemble des outils de politique énergétique et notamment le développement de l'énergie nucléaire. Sur ce point, il existe déjà des éléments positifs mais qui semblent insuffisants pour reconnaître le rôle

important de l'énergie nucléaire. Quelles formes peuvent revêtir cette coordination ? Nous développons l'idée d'une Agence européenne de l'énergie. Il existe d'autres idées et le débat doit continuer. Mais au lieu de persévérer dans la voie de la déréglementation et d'une politique fondée sur la concurrence en Europe, il apparaît nécessaire de construire des politiques énergétiques au niveau européen, fondées sur des coopérations et des coordinations beaucoup plus efficaces entre les différents pays.

M. Jean Barra – Nous nous trouvons à la veille de l'apparition de sérieuses difficultés sur ce terrain. Le rachat avorté d'Endesa par E.ON et les accords avec Enel montrent bien que chaque pays veut conserver la maîtrise de son périmètre. Une politique centralisée d'énergie me semble donc être prématurée. Parallèlement à sa commande de l'étude d'IED sur l'équilibre entre la production et la consommation en France, le Conseil Supérieur Consultatif des comités mixtes à la production d'EDF et de GDF a fait réaliser une étude comparative sur la situation en Europe, qui établit que chaque pays possède ses propres initiatives et souhaite, en cas de problèmes internes, faire appel au marché pour trouver des compléments au niveau européen. Or, cette approche suppose une analyse des marges au niveau de l'ensemble de l'Europe mais cette analyse n'a encore jamais été réalisée. Nous ne pensons pas qu'il faille substituer un organisme supranational aux initiatives des différents pays, mais plutôt coordonner les politiques nationales. Les transits augmentent et il est désormais plus facile de se fournir en électricité auprès des autres pays. Les ressources de chaque pays ne sont cependant pas infinies et il est nécessaire d'étudier la cohérence des transits. Il faut absolument réfléchir en commun sans coercition. L'Agence européenne de l'énergie ne vise pas, dans notre optique, à exporter le système français mais à permettre à chaque citoyen européen de bénéficier d'une énergie de qualité et à moindre coût. Les évolutions libérales se développent, mais les investissements tardent à se mettre en place : il est donc possible que les difficultés soient davantage présentes à l'avenir.

M. Jean-Marc Pastor, rapporteur – Nous nous sommes rendus dans différents pays européens pour mieux comprendre la situation. A la suite de ces visites, mon idée sur ce sujet a largement évolué. Je suis très sensible à la notion d'un paquet énergétique européen et cette approche me semble désormais incontournable. Mais les positions des différentes structures que nous avons visitées au niveau européen, celles des représentants des gouvernements et des secteurs publics ou privés, montrent que les esprits ne sont pas prêts à avoir une approche cohérente de la gestion de l'énergie en Europe. J'adhère aux propos que vous tenez, mais je m'interroge sur les délais nécessaires à une telle réalisation, que j'estime à plusieurs décennies. Quel fonctionnement peut être mis en place d'ici là ? Comment convaincre les différentes parties intéressées ? Ma question par rapport à ce navrant constat est la suivante : avez-vous, en tant que représentants syndicaux, abordé ces sujets avec des représentants syndicaux européens ? Quelles sont leurs

positions ? Nous avons rencontré des Anglais, des Polonais, des Allemands, des Italiens, et chacun possède sa vision personnelle.

Ma deuxième question est relative à la matière première qui permettra de produire l'électricité. Le monde entier lorgne sur la Russie et son gaz, dans la perspective de se mailler d'ici 2030 avec Gazprom et l'Etat russe. Lorsqu'est évoquée l'indépendance énergétique, il semble surprenant qu'un certain nombre d'Etats portent leur regard sur la Russie. Quelle est votre interprétation ? Enfin, dans les perspectives des différents Etats, en 2030 ou 2040, entre 30 et 40 % de l'électricité proviendra de centrales thermiques au charbon. Comment convertir les anciennes centrales en centrales propres, non polluantes, dans les pays comme la Pologne ? La France a choisi de rénover ses centrales, mais des sociétés anglaises ou espagnoles rachètent les sites français où était extrait du charbon. Quelle est votre opinion sur ce sujet ?

M. Jean-Pierre Sotura – Sur la question des échanges européens, nous sommes investis au niveau du syndicalisme européen, tant dans la Confédération européenne des syndicats (CES) que dans les fédérations sectorielles : la Fédération chimie et énergie et la Fédération européenne des services publics (FSESP). Il existe des évolutions importantes au sujet de la déréglementation, l'ensemble des syndicats européens posant un constat d'échec à son égard. La CES et la FSESP soutiennent la possibilité laissée à chaque Etat de décider d'ouvrir ou non son marché au 1er juillet 2007 : s'il est difficile de rassembler les Etats sur certains choix énergétiques, des convergences existent au sein du syndicalisme. Une de ces convergences concerne les conséquences de cette politique de déréglementation sur l'emploi, puisque 300 000 emplois ont déjà été supprimés en Europe. Nous partageons également une perception négative de l'ensemble des processus de fusion qui ont eu lieu au niveau européen et qui nient les droits des salariés. Au lieu d'utiliser l'argent dégagé par les groupes pour investir dans la production ou les réseaux, l'argent finance les rachats d'entreprises. Il existe certes des divergences au sujet des choix énergétiques, mais l'urgence perçue dans la lutte contre le changement climatique fait en revanche l'objet d'une unité d'analyses des syndicats européens. Il est donc possible d'avancer au niveau européen sur certaines options fortes en matière énergétique et de travailler à unifier les contenus.

Le gaz soulève des problématiques lourdes, auxquelles les réponses sont politiques et se situent au niveau européen. Ce constat fonde notre opposition à la fusion Suez-GDF puisque nous estimons que les questions de l'approvisionnement en gaz doivent être traitées d'un point de vue politique, entre l'Europe et les grands pays producteurs comme la Russie et l'Algérie. Le processus de déréglementation incite les pays producteurs à vendre leur gaz directement aux consommateurs.

Quant au charbon, il soulève des enjeux de maîtrise de technologie de fabrication. Si la France n'est pas appelée à utiliser fortement ce produit dans les prochaines années, il demeure cependant une ressource importante au niveau européen et mondial, avec des enjeux industriels et de recherche sur

lesquels la France doit pouvoir jouer un rôle et qui semblent rendre nécessaire la coopération européenne. Le rachat de sites français par des acteurs européens démontre que le charbon conserve un avenir. Mais dans quelles conditions se mettra en place l'exploitation des sites, sera-ce bénéfique pour les salariés et les populations ? Quelle durée d'utilisation auront les sites charbonniers ? Si des possibilités d'utilisation du charbon en France sont envisageables, il faut les saisir. Les groupes français ne semblent toutefois pas intéressés par ces activités.

M. Michel Billout, rapporteur – Je souhaiterais revenir sur la question du développement du nucléaire civil. Le dernier paquet énergétique européen ouvre la voie au développement du nucléaire à l'échelon européen, en tant qu'élément de réponse aux défis environnementaux. De très fortes résistances perdurent néanmoins dans certains Etats pour contribuer à ce développement chez eux. Le « chez eux » me semble important. En Allemagne, cette question est taboue mais il est envisageable qu'E.ON développe du nucléaire en Ukraine. En Pologne, le débat sera long du fait du souvenir encore vivace de Tchernobyl, mais le développement du nucléaire en Lituanie, par la participation à un programme en partenariat, est acté. Au Royaume-Uni, la question du nucléaire n'est plus taboue et il est de toute manière envisagé de développer certaines interconnexions avec la France pour pouvoir utiliser le nucléaire français. En Italie, la question semble réglée, mais EDF Energie souhaiterait développer des interconnexions privées entre la France et l'Italie pour importer de l'énergie nucléaire à bas coût dans la péninsule et y occuper de ce fait une position concurrentielle actuellement impossible car le transporteur italien maintient subtilement le prix de l'électricité en fonction de son propre intérêt. En Espagne, les représentants des électro-intensifs ont longtemps demandé le développement des interconnexions avec la France pour bénéficier d'une énergie moins coûteuse. Il semble donc très difficile de développer le nucléaire en Europe mais, comme il existe une forme d'acceptabilité sociale réglée en France, beaucoup envisagent que, dans le cadre d'un marché européen intégré, la France devienne le pays producteur en nucléaire pour l'Europe entière et permette ainsi, par des mécanismes de solidarité, la réduction des émissions en gaz à effet de serre. La politique énergétique de la Pologne est structurellement fondée sur le charbon : dans ces conditions, l'objectif de réduction de 20 % des émissions de CO₂ d'ici 2020 semble difficile à atteindre pour ce pays. Que pensez-vous de cette idée de développer une telle solidarité en Europe et que la France devienne le poumon nucléaire de l'Europe ? Par ailleurs, à part E.ON et Suez, il ne me semble pas que beaucoup de sociétés privées soient intéressées par une reprise du nucléaire : il y a là une contradiction capitaliste puisque l'investissement dans des centrales nucléaires exige une mobilisation des capitaux sur le long terme avant de pouvoir en retirer le moindre bénéfice. Néanmoins, le secteur privé fait aujourd'hui fonctionner des centrales nucléaires en Suisse ou en Belgique, avec succès semble-t-il. Que pensez-vous de la gestion du développement de ce nucléaire privé, par la mise en place de partenariat avec le public ?

M. Jean-Pierre Sotura – Nous ne nous situons pas dans une optique où la France deviendrait le poumon nucléaire de l'Europe. Notre pays possède des atouts certains dans le nucléaire, et il doit préparer le renouvellement de son parc, notamment grâce à l'EPR, pour pallier le futur déclassement des anciennes centrales. Ce renouvellement est important pour la France et pour l'industrie électronucléaire française. Dans le monde, et notamment en Chine, il existe une attraction forte pour le développement du nucléaire, en lien avec les enjeux climatiques. L'EPR est un projet franco-allemand, mais un élargissement des pays souhaitant développer le nucléaire est souhaitable, chaque pays devant faire librement le choix du nucléaire. La France occupe un rôle de leader du nucléaire en Europe et exerce une influence dans le débat qui a lieu au niveau européen. Le paquet énergie constitue une première avancée pour le nucléaire. Pour autant, nous nous opposons clairement à l'exploitation du nucléaire par les entreprises privées. La réussite du nucléaire en France est effectivement fondée sur la maîtrise de la sûreté et sur l'efficacité de la gestion d'un parc intégré qui n'ont été possible que grâce à l'existence d'un exploitant unique et public. Cet élément essentiel du nucléaire est fondamental pour l'acceptabilité sociale du nucléaire dans le pays : pour nous, EDF doit être l'exploitant unique du parc nucléaire français.

M. Jean Barra – Je souhaite fournir un complément sur la fourniture du nucléaire français à l'ensemble de l'Europe. La panne de novembre 2006 a démontré la difficulté à assurer les transits sur le continent pour aller chercher l'électricité la moins chère puisque les réseaux ne sont pas en mesure d'y faire face. Si la France devenait fournisseur en nucléaire pour l'ensemble de l'Europe, cela poserait des problèmes supplémentaires en termes de réseaux et les difficultés seraient accrues. Les transits massifs d'énergie ne se retrouvent historiquement que dans deux exemples : d'une part, l'alimentation d'une partie de l'Europe de l'est s'effectuait par l'électricité soviétique, ce qui posait à ces pays des problèmes en termes de sécurité de l'approvisionnement ; d'autre part, un transit existe au Canada entre la Baie James, où est produite l'hydroélectricité, et la vallée industrielle du Saint-Laurent, où cette électricité est consommée, avec des lignes de un million de volts pouvant supporter cet important transit. Or, il n'existe pas en Europe de telles lignes. Il serait donc nécessaire de repenser totalement le réseau, ce qui créerait de nouvelles difficultés. L'intérêt de l'Agence européenne telle que nous la souhaitons serait de mettre en face l'ensemble des problèmes de production, de transit et de consommation : chaque pays se rendrait alors compte des difficultés existantes en Europe sur ces questions.

M. Dominique Loret, membre du conseil de surveillance de RTE – Il faut se demander à quel niveau doit se faire l'équilibre entre la production et la consommation : est-ce au niveau européen, avec les inconvénients possibles pour un pays de produire tout le nucléaire ou tout le charbon, ou est-ce au niveau régional, voire national ? Il faut profiter des opportunités énergétiques de chaque pays, avec notamment l'hydraulique dans le nord de l'Europe. Ce débat doit être ouvert. Par ailleurs, un réseau

électrique chargé, avec des transits importants, est plus sensible aux aléas qu'un réseau peu chargé qui les absorbe alors mieux : plus un réseau est chargé, plus il est complexe à gérer.

Mme Nicole Bricq – Envisagez-vous un régulateur européen ?

M. Jean-Pierre Sotura – Nous souhaitons la coordination des politiques énergétiques au niveau européen : nous ne nous prononçons donc pas pour la mise en place d'un régulateur, bien qu'il soit important de définir ce qui fait l'objet d'une telle régulation. Il s'agit d'abord de définir les objectifs poursuivis. En termes de coordination, certaines options techniques sont envisageables. Un régulateur européen disposerait de pouvoirs sur l'ensemble des autres pays, ce qui ne semble pas justifié par la situation.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie pour ces points de vue qui nous seront fort utiles pour la rédaction de notre rapport.

Compagnie européenne d'intelligence stratégique (CEIS)

2 mai

M. Olivier Darrason, président

M. Bruno Sido, président – J'accueille maintenant Olivier Darrason, président de la Compagnie européenne d'intelligence stratégique (CEIS), qui a accepté de venir nous parler de la sécurité d'approvisionnement en électricité. Nous avons mené un certain nombre d'auditions en France et à l'étranger, puisqu'il existe des problèmes résultant de l'interconnexion des réseaux. En matière de sécurité, nous avons constaté, après avoir visité un certain nombre d'installations à l'étranger, que ces problèmes sont liés à l'informatique. Nous avons visité des installations en Espagne et effectuons cette après-midi la visite du CNES de RTE à Saint-Denis, où est géré le réseau de transport en très haute tension. Lors de l'incident du 4 novembre 2006, des décrochages informatiques sont survenus, démontrant le rôle primordial des systèmes d'information. La question des virus et du piratage informatiques pose également certaines questions : ces aspects semblent très inquiétants du point de vue du terrorisme, car une panne provoquerait d'importants dégâts si des terroristes comme Ben Laden s'occupaient plus de cette question-là que de détruire des immeubles. Vous êtes un grand spécialiste de l'intelligence stratégique et de l'informatique : nous souhaitons donc vous interroger sur la sécurité du système informatique qui gère l'électricité, les échanges, les interconnexions et les centrales nucléaires... L'informatique occupe une place primordiale que nous devons aborder pour que le rapport que nous allons rédiger soit le plus pertinent possible.

M. Olivier Darrason, président de la Compagnie européenne d'intelligence stratégique (CEIS) – Je vous remercie pour votre invitation qui m'honore. Je vais tâcher de vous apporter des réponses. Ancien député, je me suis spécialisé dans les problématiques d'intelligence économique et d'intelligence stratégique qui comportent deux aspects : l'attaque et la défense. Nous travaillons essentiellement dans les secteurs de la défense, de l'énergie, des nouvelles technologies et des transferts de technologie.

Un certain nombre d'idées et de savoir-faire, voire de réflexions élaborées, concernent ces domaines, de la part des terroristes mais également du fait des Etats. L'asymétrie, ou le caractère différencié de la réponse ou de l'attaque, est un thème à la mode. De ce point de vue, l'approche n'est pas cantonnée au seul domaine de l'informatique. Votre réflexion porte sur la sécurité électrique mais aussi sur l'ensemble des problématiques de la production, de la distribution et du transport de l'électricité : elle rejoint donc l'ensemble de ces aspects.

L'attaque des moyens de production a de tout temps été imaginée. La destruction d'une centrale électrique n'est pas une idée nouvelle : elle est apparue notamment durant les conflits du siècle dernier. Les évolutions de ces

dernières années tiennent, d'une part, à l'arrivée des activistes sur le terrain de la contestation et, d'autre part, au regain des activités terroristes. L'objectif pour les activistes est de démontrer l'accessibilité des systèmes alors même que ceux-ci sont censés être protégés physiquement ou informatiquement par des barrières mises en place par l'Etat ou par les entreprises : en parvenant à traverser des obstacles, se hisser sur des grues ou des pylônes, ou passer certaines barrières naturelles telles que les approches maritimes, les activistes démontrent que ces systèmes ne sont pas si sécurisés que ce qu'on prétend. Pour les terroristes, il s'agit de démontrer la vulnérabilité des systèmes. Des maîtres chanteurs tentent également d'accéder à ces systèmes, pour des raisons essentiellement pécuniaires. Ils tentent alors d'obtenir des entreprises ou des sous-traitants des subsides en leur prouvant qu'ils sont parvenus au cœur de leur système.

Depuis la guerre du Kosovo, nous nous trouvons face à un problème plus large que celui de l'informatique. Pendant cette guerre, une démonstration précise de la vulnérabilité du système électrique a eu lieu. Dans la guerre psychologique que perdaient à ce moment-là les alliés face à la résistance de la population serbe, il fallait trouver les solutions pour rendre psychologiquement vulnérable le gouvernement alors en place et neutraliser des points essentiels pour lui afin d'ébranler son moral, sans toutefois permettre la solidarisation entre la population et son gouvernement. Dans le cadre de la réflexion menée par les Américains et les Français sur les moyens à envisager pour amener les Serbes à l'impuissance, le problème électrique a été retenu. Cependant, la démolition d'une centrale thermique, engendrant d'importantes conséquences pour la future reconstruction, aurait donné à la population le sentiment d'un immense gâchis qui risquait de faire peser sur les alliés une réelle culpabilité. Aussi a été mise en application une théorie, dite de l'analyse systémique, qui, élaborée par le colonel Warden de l'US Army, consiste à analyser un système -qu'il soit de production, une assemblée, un corps de pouvoir industriel, économique ou politique- en le divisant en sous-ensembles permettant d'identifier l'accès le plus facile, en termes de temps et de coût, et susceptible de générer le moins de dommages collatéraux. Il a ainsi été décidé de toucher des sous-stations de production d'électricité, pour les neutraliser sans effets ni collatéraux, ni définitifs. Cette théorie continue à être utilisée par certains Etats et fait encore l'objet de réflexions pour définir les moyens les plus pratiques d'atteindre une population.

La connaissance des réseaux de distribution permet également d'identifier leur vulnérabilité. Pour connaître un réseau de distribution, il est possible d'étudier la connexion des lignes à haute tension. Un réseau maillé existe dans chaque pays ; il permet d'accéder aux sous-stations, qui peuvent se révéler extrêmement vulnérables. Un scandale a eu lieu il y a quelques mois aux Etats-Unis, dû au fait que le site Google Earth a permis à un étudiant américain de reconstituer l'ensemble du réseau de transport américain. Un débat public a posé la question de l'accessibilité permanente de l'information, qui rend le réseau vulnérable. Avec la parution de l'article « Is it a threat for

the national security ?», que je vous transmets, la Google Earth community s'est interrogée sur le fait que Google constituait peut-être une menace pour la sécurité des infrastructures et, partant, des Etats eux-mêmes. Le problème a été résolu aux Etats-Unis, où certaines photos, déjà anciennes, ont été retirées et où le réseau a été « flouté ». Mais cette question peut également être posée en France : peut-on reconstituer le réseau de transport, de distribution et de contrôle de l'électricité grâce à Google ou aux images de l'Institut géographique national (IGN) ? Les résidences présidentielles ou de hauts dignitaires américains ne sont pas visibles sur Google Earth, contrairement aux bases aériennes françaises et aux centrales nucléaires françaises. Certaines installations stratégiques françaises sont effectivement disponibles sur Google Earth et n'ont pas encore été floutées, malgré les demandes du gouvernement français. Une distorsion assez forte existe donc entre les précautions prises et la vulnérabilité. Ceci concerne l'aspect collatéral de la sécurité électrique de notre pays, suivant l'angle de l'analyse systémique.

La sécurité de l'information constitue le problème classique des entreprises qui produisent de l'électricité, dans lesquelles les réseaux informatiques liés à la production (les SCADA -Supervisory Control And Data Acquisition) sont considérables. Ces réseaux, qui étaient jusqu'à présent destinés à être isolés, sont de plus en plus interconnectés avec le réseau interne de l'entreprise, lui-même connecté à Internet. Ces interconnexions peuvent donc contaminer les réseaux de production. Les audits que nous menons visent à vérifier, d'une part, que les réseaux de production sont les plus étanches possibles par rapport aux réseaux de gestion et, d'autre part, qu'ils ne sont pas contaminés par des softwares non sollicités ou non homologués ou rendus accessibles par l'installation de réseaux wifi dits « sauvages ». Les hackers cherchent en effet à infiltrer les réseaux wifi qui, même protégés, sont cassables grâce à des attaques qui consistent à combiner les vulnérabilités dans les algorithmes de chiffrement et le test systématique de tous les combinaisons (attaques dites « par force brute »). A la demande du ministère de la défense, la CEIS a créé un Observatoire de la guerre informatique qui permet, depuis trois ans, de faire un point régulier sur l'ensemble des techniques civiles existant dans le domaine du hacking informatique, et d'inventorier les menaces éventuelles pour le ministère de la défense et la sécurité du pays. Ces « exploits » des hackers sont le fruit d'une communauté underground qui partage non seulement les informations sur les vulnérabilités, mais aussi les moyens de calcul. Jusqu'alors constitués de jeunes scientifiques attirés par le goût du défi, ces communautés se professionnalisent et vendent aujourd'hui leur savoir-faire au plus offrant. Il faut cependant distinguer les activistes qui souhaitent démontrer l'absence de sécurité, dénoncer un monopole ou exprimer leur patriotisme, des groupes mafieux qui utilisent l'arme informatique à des fins pécuniaires. Par ailleurs, certaines grandes entreprises, du fait de leur dimension, sont actuellement touchées par des phénomènes de sectarisme qui, lorsqu'ils sont internes à l'entreprise, peuvent susciter un mouvement de solidarité créant une vulnérabilité interne. Des dangers potentiels existent donc pour les entreprises.

Quelles sont donc les parades face à ces menaces ? Il s'agit tout d'abord d'adopter une approche globale de la sécurité. En ce qui concerne la sécurité physique, la théorie de la concentricité doit être appliquée : il s'agit d'établir des lignes de défense successives grâce à différents systèmes de sécurité permettant de canaliser les intrusions et d'accroître les possibilités de réaction. Au plan informatique, il s'agit de prendre en compte les infrastructures et « l'infostructure », c'est-à-dire le contenant et le contenu. Alors que les vulnérabilités des infrastructures sont en général relativement bien appréhendées, les menaces liées aux contenus, et donc les risques humains, sont souvent sous-estimées. Il est donc fondamental, avant même de parler de systèmes, de procéder à des analyses de risques régulières et d'élaborer des politiques de sécurité pour sensibiliser le personnel, sachant que l'information ne pouvant pas être protégée tout le temps et partout, elle doit l'être quand elle acquiert de l'importance.

Je voudrais enfin insister sur la cryptologie, débat névralgique, objet de toute l'attention des terroristes. Cette science est peu partagée : seules quelques grandes nations la possèdent, pour chiffrer (cryptographie) et déchiffrer (cryptanalyse). Les grands pays scientifiques sont très attentifs aux transferts de ces technologies mais moins aux scientifiques qui les détiennent, les cryptoanalystes, peu nombreux et très sollicités pour restituer ailleurs ces connaissances. La communauté scientifique de l'ex-URSS est actuellement en déshérence et ne dispose plus des moyens nécessaires pour travailler : se considérant mal traités par rapport aux nouveaux riches du pays, ces scientifiques sont très tentés de quitter leur pays et d'externaliser leur savoir-faire, au profit d'autres Etats ou même d'organisations peu crédibles, voire terroristes.

M. Bruno Sido, président – La France fait-elle partie de ces pays qui disposent de savoir-faire en cryptage et en décryptage ? Par ailleurs, des entreprises comme EDF cryptent-elles leurs programmes ou ces derniers sont-ils accessibles au plus grand nombre ?

M. Olivier Darrason – La France fait effectivement partie des quatre pays les plus avancés en matière de cryptologie et de cryptanalyse, grâce à son corps de scientifiques, notamment formés à l'Ecole normale supérieure et grâce aux applications de défense. Les services de défense français se classent ainsi parmi les trois premiers au monde, surtout en cryptanalyse, la matière la plus ardue. Depuis la libéralisation du cryptage par la loi n° 2004-575 du 21 juin 2004, les entreprises commencent à y recourir. Cette libéralisation avait donné lieu à un débat puisque l'autorité en charge de la cryptologie en France, la Direction centrale de la sécurité des systèmes d'information (DCSSI), voulait limiter le niveau maximal de cryptage pour permettre à la sécurité de l'Etat d'y accéder. D'une manière générale, les entreprises n'ont pas suffisamment recours au cryptage. EDF l'utilise à un niveau qui paraît aujourd'hui suffisant. Mais nous n'avons cependant pas testé le cryptage dans cette entreprise. Du reste, il me semble que ce n'est pas à une entreprise privée de le faire, mais aux services habilités légalement.

M. René Beaumont – Je voudrais tout d’abord saluer Olivier Darrason, puisque nous avons eu l’occasion de nous connaître à l’Assemblée nationale où, comme député, il s’était illustré en stratégie de l’environnement pour la défense de l’étang de Berre. Il avait déjà à l’époque toutes ses connaissances scientifiques, certifiées par les plus hauts diplômes français, et je ne suis pas étonné de le retrouver aujourd’hui en tant que fondateur et président de la CEIS.

Ses propos m’inquiètent puisqu’il semble y avoir beaucoup de risques et peu de parades. Je suis un partisan de l’Union européenne, qui nous impose aujourd’hui de diversifier nos sources d’énergies et de les privatiser. Des centrales nucléaires privées existent actuellement en Europe. Quelles sont donc les règles que peut imposer un Etat à des outils de production énergétique privés ? Quels sont également les financements disponibles, puisque la sécurité est une compétence primordiale de l’Etat et qu’une entreprise incline peut-être moins à être attentive à ce sujet qu’une nation ? En tant que libéral raisonné, je m’inquiète quelque peu des moyens mis en œuvre pour assurer la sécurité de nos concitoyens.

M. Olivier Darrason – La problématique consiste effectivement à étudier les règles existantes pour chaque Etat. Au niveau de la France, il existe toujours un débat terminologique entre ce que certains nomment « sûreté », qu’ils définissent comme la protection contre les accidents physiques, et « sécurité », qui concerne les agressions extérieures. D’autres inversent le propos et regroupent sous le terme de « sûreté » les menaces terroristes extérieures ou intérieures volontaires et sous celui de « sécurité » la sécurisation d’une zone face à des accidents. Quoiqu’il en soit, les centrales nucléaires, privées ou publiques, sont soumises à une réglementation Seveso en raison de leur dangerosité et obéissent à une réglementation propre. Ayant travaillé sur ce sujet en collaboration avec le CEA, nous avons la conviction que les règles imposées aux entreprises françaises sont extrêmement sévères et comprennent des contrôles sérieux dans le domaine de la sécurité physique.

La problématique de la sécurité du numérique, quant à elle, émerge progressivement. Je ne pense pas qu’il existe de normes en la matière : certaines règles existent mais elles sont d’une complexité effarante. J’ai récemment abordé ce sujet avec de hauts fonctionnaires du ministère de la défense et du ministère de l’industrie, car on procède en ce moment à une révision du périmètre et des compétences entre les services ministériels. Les règles de sûreté nucléaire s’éclaircissent et évoluent intelligemment, la solution consistant à ne pas imposer de règles infranchissables car elles ne sont pas nécessaires partout. Ce sont des règles publiques, qui s’imposent dans un périmètre donné et que le préfet doit faire respecter. Mais les fonctionnaires des ministères de la défense et l’industrie m’ont indiqué que les nouvelles règles entreraient en vigueur d’ici deux ans : or, je considère que la durée de leur élaboration est en inadéquation avec leur importance. Quant aux règles de sécurité européennes, elles existent mais je ne suis pas sûr que l’Europe ait les moyens de les faire respecter en dehors des Etats. Il faut donc faire confiance

aux Etats, en présumant qu'ils feront preuve de sérieux par égard à la sécurité de leur population.

M. Eric Doligé – Comme il existe beaucoup de structures qui s'occupent d'intelligence stratégique, un certain nombre d'informations confidentielles leur sont donc accessibles. Quel est le niveau de confidentialité des communications entre l'Etat et ces différentes structures ? Des entreprises privées et publiques peuvent être concernées par ces questions ? Quand des informations importantes sont disponibles, sont-elles transmises à l'Etat immédiatement ou après vérification ?

M. Olivier Darrason – J'interviens ici en tant que président de la CEIS, organisation privée. D'autres organisations s'occupent d'intelligence économique, notamment l'Institut des hautes études de défense nationale (IHEDN), dont je préside le Conseil d'administration depuis un mois et demi. Pour l'exercice de certaines activités, la réglementation impose une habilitation délivrée par le ministère de la défense ou celui de l'industrie : il peut s'agir d'habilitation « confidentiel défense » ou « secret défense ». Les règles de confidentialité doivent être rigoureusement respectées au sein de l'entreprise. En outre, les personnes qui sont amenées à s'occuper de questions relatives à la sécurité de l'Etat disposent d'une habilitation personnelle, qui peut être remise en cause à tout moment.

Quant à l'intelligence économique, elle relève d'un domaine différent, celui de la compétition économique et des problèmes tels que les prises de participation, les fusions, etc. La Fédération des professionnels de l'intelligence économique (FEPIE) a élaboré un code de déontologie précis dans ce domaine et les entreprises peuvent également s'imposer des règles supplémentaires : ainsi, la CEIS ne travaille pour des entreprises françaises ou européennes qu'à condition qu'elles ne soient pas en compétition avec des intérêts français.

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie pour cette intervention sur ce sujet effectivement très sensible et très délicat.

Electricité de France (EDF)

16 mai

M. Yves Bamberger, directeur de la recherche et du développement

M. Bruno Sido, président – Nous recevons enfin Yves Bamberger, directeur de la recherche et du développement d'Electricité de France, que je remercie d'avoir accepté de venir devant cette mission commune d'information. Il y a deux semaines, vous avez accueilli quelques membres de la mission au centre de recherche et développement d'EDF de Chatou. Je souhaite vous présenter mes excuses pour ne pas avoir pu être présent ce jour-là, mais nous étions proches du deuxième tour de l'élection présidentielle et nombre d'entre nous avaient des obligations. Je sais que cette visite a été passionnante. Aussi, je vous remercie de venir nous en reparler pour une session de rattrapage, et vous prie une nouvelle fois d'accepter toutes les excuses de ceux qui n'ont pu venir début mai à Chatou.

M. Yves Bamberger, directeur de la recherche et du développement d'Electricité de France – Je vous remercie, M. le président, pour votre accueil. La sécurité de l'approvisionnement énergétique de la France et de l'Europe est un sujet dont l'importance ne peut qu'être croissante dans les décennies à venir. Son analyse nous amène à constater que, globalement, l'électricité ne représente que 20 % des usages d'énergie. Logiquement, durant ce siècle et à l'avenir, le rôle de l'électricité, en termes d'usage final de l'énergie, va continuer d'augmenter dans toutes les activités humaines. L'approvisionnement énergétique de la France est donc un élément essentiel qui ne fera que croître avec le temps, puisque le système électrique continuera à jouer un rôle majeur dans la vie quotidienne des Français, et dans la vie économique.

Quel est notre héritage, en ce début de XXIème siècle ? Notre système électrique est relativement simple. La production est centralisée, avec essentiellement le nucléaire et l'hydraulique. Nous avons un réseau de transports, ainsi qu'un réseau de distribution issu de cent ans de croissance des usages de l'électricité. Comment ce système évolue-t-il en ce moment ? D'une part, se développent de nouvelles technologies de production locale et de stockage local, par exemple avec les panneaux solaires qui peuvent être installés chez les citoyens. Les véhicules hybrides rechargeables vont bientôt apparaître sur le réseau : Toyota a annoncé une Prius 2, rechargeable, pour l'année prochaine. Le réseau de distribution va donc devenir un réseau de circulation de l'électricité, puisqu'il y aura à la fois de l'électricité venant des grandes centrales, mais aussi de la production, du stockage local et de l'utilisation locale.

Le nombre d'acteurs sur ce système augmente avec la production locale, je pense aux génératrices éoliennes, avec l'optimisation au niveau d'une ville ou d'une communauté urbaine par le lissage du problème de

charge, avec la volonté de réduire l'utilisation des énergies fossiles : tout cela se développe en France comme à l'étranger, et en Europe évidemment, en particulier en Allemagne. Dans les vingt années à venir, l'ensemble du système électrique comprendra trois caractéristiques appelées à se renforcer : premièrement, il va continuer d'intégrer de nouvelles formes de production de l'énergie comme l'éolien et le solaire ; deuxièmement, il deviendra un acteur majeur de la maîtrise de l'énergie ; troisièmement, malgré la complexification du système, il doit continuer à assurer une excellente capacité d'utilisation, car l'évolution de nos habitudes nous y fait recourir à tout instant. Dans ce contexte, la direction « Recherche & Développement » (R&D) d'EDF identifie trois piliers essentiels : la maîtrise de la demande d'énergie électrique et l'efficacité énergétique des usages, tant il est vrai que le meilleur moyen d'assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique est d'en consommer le moins possible, le recours au nucléaire et le développement des énergies renouvelables (ENR).

La sûreté d'approvisionnement de la France est d'abord une question d'efficacité énergétique, ce qui signifie, pour nous, l'augmentation de la consommation d'électricité, la gestion des centrales nucléaires dans de bonnes conditions de sûreté et de performance, et le développement et l'intégration des ENR dans le système. La problématique du chauffage dans le bâtiment donne un bon aperçu sur tous ces aspects : maîtrise de l'énergie, diminution des émissions de CO₂, réduction de la dépendance en combustibles fossiles, mais augmentation de la production d'électricité. Une partie significative de la consommation d'énergie est en effet liée au chauffage des bâtiments. Quand nous parlons de « Protocole de Kyoto », de « Facteur 4 », de réduction de consommation d'énergie, nous devons avoir une politique active et durable visant à réduire les besoins en chauffage domestique, donc d'abord isoler des maisons. En France, la durée de vie moyenne de l'habitat étant d'environ un siècle, le renouvellement du parc est de 1 % par an, ce qui signifie que 75 % des logements de 2030 sont déjà construits. C'est très bien d'avoir des réglementations thermiques qui progressent tous les cinq à dix ans, mais elles traitent surtout des problèmes du nouvel habitat et non de l'existant. Il faut ensuite trouver des moyens de chauffage se situant dans la logique du développement durable au vrai sens du terme, avec l'utilisation du nucléaire, de l'hydraulique, des ENR ou tout autre moyen ne produisant pas de CO₂. Quand je parle de chauffage électrique, je parle non pas des vieux convecteurs mais des convecteurs ou panneaux radiants, ainsi que des pompes à chaleur à haute température ne nécessitant pas de chauffage électrique d'appoint. Nous travaillons sur des pompes à chaleurs air/eau : la chaleur, pompée dans l'air, est transférée dans le circuit d'eau chaude de la maison et peut faire monter la température de l'eau à 60°, même en hiver, ce qui assure un chauffage central correct. Avec ce produit issu de brevets de la R&D d'EDF et qui devrait sortir d'ici un an, nous pensons que nous pourrions remplacer progressivement toutes les chaudières à fioul des pavillons et, à terme, les chaudières à gaz. J'ai un scénario possible sur l'évolution du chauffage sur le parc résidentiel 2010-2020 : une analyse précise des besoins démontre que ce changement

devrait permettre, dans de bonnes conditions économiques, un repositionnement des possesseurs d'installation sur douze à quinze ans et réduire la dépendance en combustibles fossiles, donc diminuer les importations de pétrole et contribuer à limiter les émissions de CO₂. En 2020, la consommation totale d'électricité aura légèrement augmenté, de 4 térawattheures (TWh) par rapport à 2005, mais en réduisant de façon significative, de l'ordre de 25 %, la part des énergies fossiles et ainsi, les émissions de CO₂ dues au chauffage.

J'évoquerai ensuite le lien entre l'approvisionnement électrique de la France, la production de CO₂ et le contenu en CO₂ du KWh électrique, et la structure du parc de production français qui, selon les estimations d'EDF, reposera en 2020 sur un mix largement dominé par le nucléaire et une part croissante d'ENR. La France aura un contenu CO₂ production de base bien moins important qu'actuellement et un contenu saisonnier qui sera de 30 % inférieur à aujourd'hui. Cette évolution s'explique par le remplacement des vieilles centrales à charbon par des centrales à gaz et par l'augmentation des ENR, même si ce second aspect n'est pas encore très précis et dépendra des incitations et de la volonté politique. Par ailleurs, vous entendez sans doute parler de nombreuses technologies plus miraculeuses les unes que les autres : il faut cependant les replacer dans le contexte de leur sortie et être conscient qu'elles n'auront pas immédiatement un impact significatif sur le marché.

J'en viens au sujet pour lequel vous m'avez invité : l'action de la R&D d'EDF pour répondre à cette problématique du développement des usages performants de l'électricité, ce qui signifie contribuer à l'approvisionnement électrique de la France. EDF dépense un million d'euros par jour en R&D : nous sommes un peu au-delà de 380 millions d'euros en 2006 et le chiffre est légèrement supérieur en 2007. Sur les 2 000 personnes que compte la R&D, nous avons 300 docteurs et 200 doctorants, ainsi que 850 chercheurs qui enseignent en même temps. Il existe donc un lien fort entre l'industrie, la R&D et l'enseignement supérieur.

Mme Nicole Bricq – Qu'est-ce que cela représente en pourcentage du chiffre d'affaires ?

M. Yves Bamberger – Environ 0,8 % du chiffre d'affaires global du groupe, qui est de plus de 50 milliards d'euros.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Peut mieux faire !

M. Yves Bamberger – Nous sommes, parmi tous les électriciens du monde, celui qui dépense le plus gros pourcentage en R&D rapporté à son chiffre d'affaires ! L'industrie électrique mondiale dépense peu dans ce domaine : par exemple, nos concurrents allemands sont actuellement à 0,2 % du chiffre d'affaires. Ce n'est absolument pas comparable avec le domaine de l'informatique ou de la sidérurgie. Ce n'est pas suffisant, mais nous avons la première R&D mondiale en électricité, et ce pour trois raisons : premièrement, EDF a une culture technique extrêmement ancienne, en raison de sa taille ; deuxièmement, l'organisation du tissu industriel nucléaire se répartit en

France entre EDF, le Commissariat à l'énergie atomique (CEA) et Areva, alors que la R&D, par exemple des électriciens allemands qui font du nucléaire, est liée à l'exploitation et à la performance opérationnelle confiée à Siemens, et apparaît donc dans leur budget d'exploitation et non dans celui de R&D ; troisièmement, la R&D d'EDF est largement intégrée. Je vous donne un exemple : tous les logiciels d'optimisation de la production et de la consommation, utilisés quotidiennement pour essayer de produire de l'électricité avec les moyens les plus économiques au quotidien, sont développés en R&D à Clamart mais considérés comme une dépense de la direction financière dans d'autres groupes. Nous avons ainsi la R&D intégrée la plus grande du monde. Cependant, comme le confirme votre réaction, nous savons que, comparé à d'autres industries, ça reste très modeste.

La R&D d'EDF travaille en support de tous les métiers de l'entreprise. Nous travaillons à plus de 40 % pour le nucléaire, mais également sur ce que nous appelons le management d'énergie, c'est-à-dire l'optimisation au quotidien de la production et de la consommation. C'est un enjeu très sensible pour utiliser l'énergie au mieux mais aussi pour s'appuyer sur des moyens de production non carbonés ou moins chers, et profiter de la production fatale type issue de l'eau dans les rivières ou du vent pour l'éolien. Il est essentiel d'avoir des logiciels performants dans ce domaine mais ils n'existent pas sur les marchés.

Nous travaillons sur les réseaux électriques de manière très innovante avec Réseau de Transport d'Electricité (RTE). Tout ce qui concerne la modélisation et les sujets sensibles a été internalisé au RTE mais, pour des raisons évidentes de mutualisation des coûts, les laboratoires sont répartis entre RTE, le distributeur et le reste d'EDF. Ayant besoin de compétences sur les postes des transformateurs et des producteurs aussi bien que sur le réseau, nous avons donc gardé au sein d'EDF les laboratoires et la recherche correspondant au matériel de transport, sachant que pour la partie RTE, il existe un contrat connu du régulateur et validé chaque année. Il en va de même pour le distributeur et pour le producteur : nous travaillons en support du développement commercial et sur l'efficacité énergétique dans l'industrie.

En ce qui concerne les ENR, notre rôle n'est pas de concevoir de nouvelles éoliennes, cette industrie étant du reste relativement mature dans le monde. En revanche, nous développons des modèles météo en aval de Météo France pour étudier la meilleure utilisation possible de l'éolien productible : nous prévoyons l'importance du productible éolien et nous améliorons les méthodes de maintenance des grandes fermes éoliennes en utilisant nos compétences sur la maintenance du nucléaire. Nous travaillons également sur l'utilisation des technologies de l'information et de l'informatique dans nos métiers, et effectuons aussi un certain nombre de travaux qui permettent de réduire la dosimétrie, ou les déchets.

Nous sommes dans une logique de préparation de l'avenir et de création de valeur à court terme, car la R&D est un soutien aux activités opérationnelles d'EDF. Nous faisons chaque année -sur environ 20 % de nos

projets car il s'agit d'un exercice assez lourd- une estimation calculant la valeur actuelle nette de ce que pourront apporter nos projets, c'est-à-dire tout ce que cela va rapporter dans la durée moins tout ce que ça a coûté à la R&D ou en déploiement : au total, pour la partie évaluée des projets, notre activité rapporte plusieurs centaines de millions par an !

Nos axes prioritaires de recherche concernant l'efficacité énergétique reposent sur trois piliers : nous travaillons sur les logements existants et l'intégration des ENR dans le bâti, ainsi que sur l'efficacité énergétique des process industriels : depuis le choc pétrolier de 1973, nous avons des équipes compétentes qui travaillent sur la manière de faire basculer vers l'électricité un certain nombre de process industriels. Ainsi, dans certains secteurs, nous avons aidé des industriels à remplacer l'usage de combustibles fossiles par des process utilisant des fours à induction, ce qui permet, en utilisant des moyens électriques à haut rendement, d'économiser de l'énergie et de réduire la production de CO₂. Nous travaillons aussi, en liaison avec les grands constructeurs automobiles, sur les véhicules hybrides rechargeables, en particulier sur la partie infrastructure de recharge : il est clair que si une batterie peut se recharger en trois heures, une prise classique suffira puisqu'elle sera de petite intensité. Mais imaginons un rechargement en cinq ou sept minutes...

M. Bruno Sido, président – Pour une batterie, cela prendra plus de temps que cela.

M. Yves Bamberger – Pour l'instant, certes, mais nous croyons à la R&D, M. le président, et au succès qu'elle aura ! Et je ne parle pas uniquement d'EDF, puisque nous ne représentons que 2 000 personnes sur deux millions de chercheurs en Europe. Mais si on pense pouvoir parvenir un jour à recharger des batteries de véhicules en quelques minutes, nous nous rendons compte qu'il faudra alors investir dans des réseaux de distribution et installer, dans les villes et sur le territoire, des bornes de recharge peu onéreuses et efficaces dans de bonnes conditions de sécurité. Sur tous ces projets, nous travaillons avec des universitaires, avec, entre autres organismes, le Centre national de la recherche scientifique (CNRS) ou le Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB) et, bien sûr, avec le CEA.

Sur le mix de production, nous travaillons sur une nouvelle génération de panneaux photovoltaïques qui devraient correspondre à une performance économique accrue, sur de futurs réseaux de distribution intelligents qui accueilleront dans de bonnes conditions de qualité et de sûreté davantage d'énergie distribuée, et aussi sur le stockage générique : pour faire du lissage de courbe de charge, nous allons par exemple tester à La Réunion une batterie sodium-soufre de grande capacité comme il en existe déjà au Japon.

Evidemment, nous maintenons aussi clairement notre effort sur le nucléaire car, pour faire durer techniquement les centrales à soixante ans, il faut utiliser au mieux les marges définies par les pères constructeurs, d'après des modèles linéaires qui, à l'époque étaient relativement simples. Avec des modèles scientifiques aujourd'hui un peu plus perfectionnés, nous comprenons mieux les marges réelles dont nous disposons, ce qui devrait nous permettre d'accroître la durée de vie des réacteurs existants. Je me permets d'insister sur le nucléaire car c'est un élément essentiel de la production électrique du pays. Nous avons effectué des études fines utilisant la simulation numérique très avancée et nous possédons, depuis quelques semaines, le ordinateur scientifique le plus puissant de l'industrie européenne : en tant que leader mondial du nucléaire, il nous semble que nous devons avoir la compétence scientifique nous permettant de soutenir dans la durée notre crédibilité, la sûreté et la performance, et cela exige des moyens de simulation crédibles dans la durée vis à vis des autorités de sûreté tant françaises qu'étrangères. J'ajoute d'ailleurs que nous travaillons avec un réseau de partenaires au-delà des frontières françaises, notamment avec des spécialistes du nucléaire américains et japonais. Nous travaillons évidemment sur les problèmes de couplage entre l'eau, l'environnement et le nucléaire, à la fois avec des essais et par simulation numérique : ainsi, aux côtés du CEA et de Framatome, nous contribuons modestement à préparer la génération IV de réacteurs. Par exemple, nous nous interrogeons sur la situation de la Loire en 2050 : quelle sera la durée des étiages ? Quelle sera la température moyenne de l'eau en été ? Comment pourra-t-on optimiser le couplage entre les barrages, les centrales et les réservoirs ? Faudra-t-il remplacer à terme certains aérorefrigérants par d'autres moyens ? Ces questions nous permettent de mieux exploiter les ressources en eau ou en combustible. Avoir moins d'impact sur l'environnement fait ainsi partie de nos priorités de recherche.

Notre activité est pour les trois quarts liée à la performance opérationnelle d'EDF et pour un quart, soit 85 millions d'euros par an, au futur. Cette activité concerne une douzaine de défis de la R&D validés tous les trois ans par le comité exécutif : cela nous permet de voir selon quels enjeux se structure notre programme de moyen et long terme. Celui-ci a été réexaminé en 2006 et nous en avons modifié un quart. Chaque programme dure ainsi douze ans en moyenne : nous sommes donc sur de la recherche de moyen et long terme, ce qui correspond bien à la mission d'EDF. L'un de nos programmes sur l'eau et l'environnement s'intitule modestement « Notre planète » ; un autre, sur les réseaux, prépare des solutions pour 2015 avec le réseau intelligent, l'intégration des panneaux solaires, les bornes de recharge des batteries de véhicules... Nous travaillons sur les nouvelles productions avec l'allongement de la vie des centrales nucléaires et l'intégration des nouvelles technologies : il faut en effet moderniser les centrales nucléaires actuelles et leurs outils pour permettre aux enfants de la génération Internet de les exploiter dans de bonnes conditions ! Nous suivons également un axe consacré aux ENR, aux pompes à chaleur, aux panneaux photovoltaïques, à la géothermie ; un autre, je vous l'ai dit, concernant l'efficacité énergétique pour

améliorer et créer de nouveaux usages de l'électricité ; un autre encore qui porte sur l'optimisation et le suivi du paysage énergétique dans ses dimensions technologiques et réglementaires aux niveaux français, européen et mondial. Enfin, nous travaillons sur l'optimisation de notre production, pour le moment centralisée, avec des incitations vers l'efficacité énergétique : au-delà de 2012-2015, avec d'un côté les compteurs intelligents, de l'autre davantage d'énergie répartie, il nous faudra parvenir à une optimisation beaucoup plus fine en prenant en compte plusieurs centaines de MW solaires, et davantage en éolien, ce qui signifie davantage de possibilités locales d'optimisation. C'est parce qu'il nous faudra affiner les modèles que nous avons mis en place le défi « Simuler pour décider », portant sur la simulation numérique. C'est important pour que les chercheurs « s'amuse » avec ces outils, mais c'est aussi un avantage pour l'entreprise que de développer un moyen de simulation numérique performant, par exemple de gestion des sédiments dans une vallée hydraulique : nous pouvons gérer l'eau de manière optimale dans une suite de barrages et avoir un suivi des moyens d'action de la gestion des sédiments, certains venant de l'érosion, d'autres de l'industrie. C'est pourquoi nous nous efforçons de développer les moyens de simulation et les compétences de la R&D et de les mettre au service de tous ces projets.

M. Bruno Sido, président – Merci pour cette intéressante présentation. Vous nous avez parlé des compteurs intelligents. Que peut-on imaginer en pratique ? Par le biais des réseaux de distribution, peut-on légalement obtenir une impulsion et faire beaucoup d'autres choses grâce aux compteurs intelligents ?

M. Yves Bamberger – Quel que soit le talent du législateur, il ne peut modifier les lois de la physique. En revanche, l'envoi du signal de 175 ou 185 hertz par courant porteur en ligne (CPL) pour lancer les chauffe eau au tarif de nuit dépend de la façon dont le législateur autorise le couplage entre les différents acteurs de l'électricité. S'il décide que le distributeur s'en tient à la distribution et au fonctionnement du réseau sans chercher à optimiser son utilisation autrement qu'en essayant de réduire les pertes, ce n'est plus à ce distributeur de donner les signaux tarifaires. Cependant, je pense que vous connaissez bien la problématique. Après, se pose la question purement réglementaire de savoir si on donne ou non au distributeur la responsabilité de faire circuler ce signal : cela fait partie des fonctionnalités imposées ou non aux compteurs électriques intelligents et qui peuvent être ou non demandées par la CRE. Ce ne relève pas d'un problème technique.

M. Bruno Sido, président – Les réponses sont différentes selon que nous nous adressons à EDF ou aux petits distributeurs indépendants.

M. Yves Bamberger – En quoi les réponses diffèrent-elles ?

M. Bruno Sido, président – Vous nous avez répondu « non » alors qu'au cours d'une audition précédente, les distributeurs indépendants nous ont dit, eux, que l'on pourra continuer, pourvu qu'il n'y ait pas de problèmes

juridiques. C'est donc une question que nous allons creuser. Parlez-nous des compteurs intelligents...

M. Yves Bamberger – Nous devons prendre conscience que le compteur intelligent est un sujet qui occupe les régulateurs, les politiques et les électriciens du monde entier : qu'il s'agisse de la Californie, de l'Ontario, d'Enel en Italie, ou de la Grande-Bretagne, le débat comporte plusieurs points d'entrée. Il s'agit d'abord de réduire les coûts du distributeur en lui évitant d'envoyer régulièrement des agents relever les compteurs. Ensuite, le compteur intelligent permet, par exemple en Italie, de réduire les « pertes non techniques », terme élégant pour désigner les fraudes : cela fait partie du retour sur investissement des 30 millions de compteurs déployés par Enel. Par ailleurs, le compteur intelligent va-t-il pouvoir être acteur dans le lissage de la charge et les problématiques d'efficacité énergétique ? Le choix généralement fait dans la plupart des pays est d'avoir un compteur relativement simple permettant de donner des ordres tarifaires, d'effectuer des relevés à distance et de connaître la courbe de charge de façon précise du côté de l'électricien fournisseur ou du client citoyen : le compteur intelligent devient une source d'informations fiables sur sa consommation pour le client et sur sa courbe de charge et la consommation pour le distributeur. En revanche, le problème est différent s'il s'agit d'insérer dans le compteur des instruments de maîtrise de la charge pour faire de la domotique ou régler le démarrage des machines au moment où l'électricité est moins chère. D'après les expériences menées dans le monde et dont j'ai eu connaissance, ces fonctions sont situées dans un autre boîtier. En France, nous nous orienterions a priori vers une solution de ce type : le compteur intelligent permettrait à l'ensemble des acteurs de faire du suivi d'information, d'assurer l'efficacité énergétique et d'être une source d'information, mais ce ne serait cependant pas l'instrument lui-même qui va optimiser la charge de la maison. Les deux fonctions seraient séparées : une boîte réagissant avec le compteur, une autre pilotant et émettant des suggestions auprès du consommateur dans sa maison.

M. Daniel Raoul – Comment justifiez-vous auprès de votre direction vos investissements dans une recherche qui profite à l'ensemble des producteurs et pas uniquement à EDF ? Dans le cadre de la libéralisation, pourquoi vous imposez-vous cette charge ?

M. Yves Bamberger – Depuis 1973, « la France n'a pas de pétrole mais elle a des idées ». Mes prédécesseurs avaient développé une compétence sur l'utilisation et le développement des usages de l'électricité, ainsi que sur l'amélioration de l'électricité dans le bâtiment et dans l'industrie : dans ces domaines, ces équipes ont acquis une certaine réputation. Puis leurs effectifs ont baissé en nombre et en compétences dans les années 1990 puisque, en raison de l'énergie abondante et peu coûteuse, les problématiques d'économies d'énergie se posaient moins. Arrivé en R&D en 2002, j'ai réactivé ces domaines, considérant que ces compétences avaient largement leur place chez nous. Dans le cadre d'une ouverture de capital et de concurrence, il était essentiel de travailler sur les usages. La demande de « certificats blancs » -ces

certificats d'économie d'énergie-, les taxations et autres mécanismes montraient que nous deviendrions pleinement acteurs des politiques d'efficacité énergétique. Or, pour être un acteur intelligent, il nous fallait par exemple identifier en termes technico-économiques les meilleures sources d'efficacité d'énergie : est-il plus cher, moins cher, astucieux, d'isoler les combles, d'utiliser des lampes à basse consommation ? Quelles sont les bonnes technologies qui permettront à EDF d'agir comme acteur économique et industriel responsable dans un contexte de capital ouvert ? Tout cela demande de vraies compétences. Mais vous souligniez à juste titre que notre recherche profite à nos concurrents. Vous savez que, dans la plupart des industries, les acteurs dominants font des travaux de R&D qui, quelques années plus tard, ont un impact sur les autres. C'est en particulier vrai lorsque vous êtes un acteur important représentant par exemple un cinquième de la production d'électricité en Europe...

M. Daniel Raoul – Il est vrai que la recherche de Volkswagen, de Daimler ou de Toyota profitera ultérieurement aux autres constructeurs de véhicules hybrides. Mais il s'agit bien de produits que produisent et vendent ces sociétés. Quand vous nous parlez d'isolation ou de rénovation des parcs de logements, ce n'est pas vous qui fabriquez les logements, vous n'avez pas de production liée à la R&D.

M. Yves Bamberger – Je ne saisis pas le sens de votre question. Nous n'avons pas de production liée à notre R&D ? EDF ne vend pas des produits mais de la circulation d'électrons...

M. Daniel Raoul – Encore que les électrons n'existent pas.

M. Yves Bamberger – Nous vendons de l'électricité à l'ensemble de nos concitoyens et aux professionnels. Mais, sous peine de pénalités, nous sommes obligés de produire 30 TWh d'économie d'énergie sur une certaine durée. Il est donc assez logique que nous développions des travaux de recherche devant nous permettent d'atteindre ces objectifs -indirectement comme vous l'avez souligné- via les artisans d'isolation du bâtiment ou via les municipalités qui se lancent dans des économies d'énergie dans leurs locaux. Il est donc normal que nous fournissions des outils, que nous développions des produits, permettant de faciliter la rénovation et l'isolation du parc de logements existants.

En même temps, quand un grand client demande aux équipes commerciales d'EDF une baisse des tarifs, la réponse naturelle est que les prix sont bas. Mais si nous baissions trop nos prix, nous serons accusés, compte tenu de notre position dominante, de vouloir tuer la concurrence. Aussi, sans toucher aux tarifs, nous proposons, grâce à nos compétences techniques, soit de diminuer la consommation d'énergie, soit d'augmenter la consommation d'électricité. La R&D vient alors en appui opérationnel auprès de nos commerciaux, que nous formons, ou bien auprès de nos clients, pour les aider à obtenir un process industriel plus efficace.

M. Daniel Raoul – Une fois ce process mis au point avec leur collaboration, peut-il profiter, à l'ouverture des marchés, à n'importe quel producteur ?

M. Yves Bamberger – Le gain concurrentiel dure entre un et trois ans. L'avantage des électriciens, dont EDF, est de dire clairement que nous savons que l'électricité va jouer un rôle croissant. Notre intérêt est que ce rôle croisse le plus vite possible, puisqu'il est au service des politiques énergétiques mondiales et du protocole de Kyoto. Nous augmentons la consommation, ce dont nous profitons ainsi que nos concurrents.

M. Daniel Raoul – C'est un rôle politique et moral que vous vous donnez.

M. Yves Bamberger – En augmentant la taille du marché de l'électricité, EDF est bénéficiaire. Nos concurrents en profitent aussi, peut-être, mais la croissance du marché fait que nous y gagnons, ce qui est notre objectif. Nous sommes dans une logique contradictoire : comme tous les énergéticiens de la planète, nous devons accroître l'efficacité énergétique et les économies d'énergie. Nous acceptons de nous inscrire dans cette perspective et le politique met en place des mécanismes créant des pénalités si nous ne le faisons pas. Mais contrairement à nos collègues du gaz et du pétrole, nous avons l'avenir devant nous car nous avons les moyens de produire de l'énergie sans CO₂ grâce aux nouvelles technologies et à la recherche ! Nous avons d'un côté une source de croissance dont il est logique de vouloir profiter le plus vite possible et, de l'autre, une source de décroissance que les politiques nous obligent à traiter.

Mme Nicole Bricq – Avez-vous fait une ou plusieurs hypothèses chiffrées qui donneraient l'offre nette et la demande nette compte tenu de ce mouvement contradictoire ?

M. Yves Bamberger – Il existe des facteurs qui vont en sens contraire. Si vous regardez le bilan de chauffage...

Mme Nicole Bricq – Mais vous ne parlez que du chauffage !

M. Yves Bamberger – C'est un exemple, qui totalise quand même 70 % des consommations en énergie finale dans l'habitat. Mais j'ai des courbes du même type pour l'ensemble.

M. Yves Bamberger – Ce qui m'intéresse, c'est l'ensemble.

M. Yves Bamberger – Une politique volontariste en matière de chauffage des bâtiments -et cette politique, c'est vous qui la déterminez- peut donner les moyens d'aller vers le « Facteur 4 » et de réduire la dépendance en combustible fossile. Quelle est la conséquence prévisible du remplacement progressif du chauffage au fioul et du chauffage électrique direct par des pompes à chaleur ? Les émissions de CO₂ dues au chauffage du parc résidentiel utilisant les énergies fossiles passent de 58 millions de tonnes de CO₂ émises en 2005, à 43 millions de tonnes en 2020 alors que pour les

moyens de chauffage utilisant l'électricité, ces émissions passent sur la même période de 7,20 à 7,92 millions de tonnes de CO₂ seulement : au global, le déploiement à grande échelle de la pompe à chaleur permet donc des réductions très significatives sur les émissions de CO₂. Ainsi, en augmentant de 10 % la consommation d'électricité, nous obtenons une baisse de la consommation des énergies fossiles. Nous avons des chiffres globaux et nous avons imaginé des scénarii variés. Je vous donne un exemple de variable : la vitesse de pénétration des véhicules rechargeables au moyen d'une borne électrique. Nous ne savons pas actuellement si, en 2030, 10 %, un quart ou 50 % des voitures seront des véhicules hybrides rechargeables : cela dépend de nombreux facteurs différents. En fonction des cas de figure, l'évolution de la consommation électrique sera évidemment plus ou moins importante.

Au cours de nos discussions avec le Centre d'analyse stratégique (CAS) et le RTE, nous évoquons différentes possibilités : aura-t-on des politiques durables de développement du bâtiment ? L'une de nos problématiques actuelles est la capacité des bâtiments à installer des pompes à chaleur et des isolants. Si je compare la situation en Allemagne, la filière artisanale du bâtiment est globalement mieux organisée qu'en France. Un accord a été passé entre EDF et la Fédération française du bâtiment pour former des centaines d'artisans à l'efficacité énergétique : l'un des domaines évidents de progression en matière de maîtrise de l'énergie, donc de qualité d'approvisionnement de l'électricité, est de poursuivre un effort dans la durée de la formation et de développement de la filière du bâtiment. 300 000 à 400 000 logements sont rénovés chaque année en France pour un budget supérieur à 40 milliards d'euros, dont seulement une petite partie est consacrée aux problématiques énergétiques. Autre problème qui demande des travaux de recherche : les Allemands n'hésitent pas à faire de l'isolation par l'extérieur, contrairement aux Français. Il est nécessaire d'améliorer le look des isolants pour que les Français acceptent de mettre en place des isolants externes. La même problématique se pose pour les panneaux solaires. Au-delà des produits nouveaux, ce sont des politiques qui doivent s'inscrire dans la durée, permettant de développer une culture de la maîtrise énergétique.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Parlez-nous de la prise de brevets par votre service. Dites-nous si vous travaillez sur les pertes lors du transport de l'électricité. Enfin, faites-nous part de votre opinion sur les mérites comparés des grandes et des petites éoliennes.

M. Yves Bamberger – Sur le transport, nous avons à peu près 3 % de pertes, et si on ajoute la distribution, nous arrivons globalement à 8 %.

M. Marcel Deneux, rapporteur – Entre ce qu'on produit et ce qu'on facture, il y a 8 % d'écart ?

M. Bruno Sido, président – On nous avait parlé de 2,5 % sur le transport.

M. Yves Bamberger – La baisse des pertes est un domaine sur lequel nous travaillons pour RTE en ce qui concerne les nouveaux matériaux. Mais les progrès que nous pouvons attendre en termes de réduction des pertes sont très lents et très coûteux. Si nous avons de l'argent à investir et que nous attendons des résultats rapides, il vaut certainement mieux s'occuper du bâtiment que du réseau.

Concernant votre deuxième question, comme tout électricien qui fait de la R&D, nous déposons peu de brevets : 25 par an environ. Ce n'est pas notre priorité principale. Mais ça ne signifie pas que nous n'en prenons pas, par exemple avec les pompes à chaleur. Cependant, nous avons tendance à les développer.

Enfin, il me semble que les éoliennes vont continuer à croître en taille. La question est de savoir où les mettre : tout le monde y est favorable à condition de ne pas les voir et de ne pas les entendre. Ce qui est rentable actuellement et pour les dix ans à venir, c'est le grand éolien. Les Allemands ont plus de 20 000 MW d'éolien obtenus à partir d'éoliennes de plus en plus grandes. Le petit éolien domestique n'a pas un potentiel énorme : il vaut mieux se concentrer sur les panneaux solaires autour des maisons. Ce n'est pas contradictoire avec l'éolien : il vaut mieux avoir de grandes éoliennes on-shore ou off-shore et bénéficier, pour l'habitat, de la pompe à chaleur et des panneaux photovoltaïques.

M. Daniel Raoul – Quelle est la durée du retour sur investissement du photovoltaïque, selon vous ?

M. Yves Bamberger – Il devrait être de 15 à 20 ans, à moins que de gros efforts en R&D ne soient fournis dans le monde. Les Japonais ont prévu qu'en 2030, la moitié de l'électricité de la maison viendrait du photovoltaïque. Comme c'est souvent le cas avec les programmes japonais, ils n'y arriveront pas, mais ils auront bien progressé dans ce sens.

M. Bruno Sido, président – La déconstruction des panneaux photovoltaïques est terrible d'un point de vue écologique.

M. Yves Bamberger – Le bilan carbone global reste favorable, bien qu'il ne soit pas extraordinaire.

M. Bruno Sido, président – C'est pire que les déchets nucléaires.

M. Yves Bamberger – Et on ne les enfouit pas !

M. Bruno Sido, président – Je vous remercie pour cette intervention. C'était la dernière audition de notre mission commune d'information.

ENTRETIENS À L'ÉTRANGER

Compte rendu du déplacement à Bruxelles (5 et 6 mars 2007)

Composition de la délégation : MM. Bruno Sido, président, Marcel Deneux et Michel Billout, rapporteurs, Michel Esneu, secrétaire, et René Beaumont.

Lundi 5 mars 2007		
15 h 00 - 16 h 00	Entretien avec M. Marcel Bial , secrétaire général de l'Union pour la coordination du transport d'électricité en Europe (UCTE)	Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne
16 h 00 - 17 h 00	Entretien avec M. Juho Lipponen , chef d'unité « Politique énergétique, énergies renouvelables et réseaux » chez <i>Eurelectric</i> (Union des industries dans le domaine de l'électricité)	
17 h 00 - 18 h 00	Entretien avec M. Jan Willem Goudriaan , secrétaire général adjoint de la <i>Fédération syndicale européenne des services publics</i> (FSESP)	
Mardi 6 mars 2007		
8 h 30 – 9 h 30	Petit-déjeuner avec Mme Lise Deguen , conseillère à la représentation permanente de la France, chargée des questions énergétiques	Hôtel Le Méridien
10 h 00 – 11 h 00	Entretien avec Mme Ana Arana Antelo , chef de l'unité « Electricité et gaz » à la Direction générale « Energie et transports » de la Commission européenne, et M. Emmanuel Cabau , administrateur	Commission européenne
11 h 30 – 12h30	Entretien avec M. Herbert Ungerer , directeur « Energie » à la Direction générale « Concurrence » de la Commission européenne, et M. Philippe Chauve , administrateur	Commission européenne
13 h 00 – 14 h 30	Déjeuner avec M. Jean-Paul Decaestecker , chef d'unité « Energie et questions atomiques » au Secrétariat général du Conseil de l'Union européenne	Hôtel Renaissance
15 h 30 – 16 h 30	Entretien avec M. Daniel Cloquet , responsable de la politique industrielle chez <i>Business Europe</i>	Business Europe

Lundi 5 mars

I. Entretien avec M. Marcel Bial, secrétaire général de l'Union pour la coordination du transport d'électricité en Europe (UCTE)

M. Marcel Bial a rappelé en introduction que, conformément aux conclusions de plusieurs rapports d'enquête publiés après celui de l'UCTE, l'origine de la panne d'électricité du 4 novembre 2006 était liée à une erreur humaine et au fait qu'E.ON Netz, l'un des gestionnaires du réseau de transport (GRT) allemand, avait enfreint certaines règles de sécurité de l'UCTE. Il a estimé que, si cet incident avait mis en lumière un dysfonctionnement chez un opérateur ainsi qu'un manque de coordination entre des GRT allemands ce jour-là, il était abusif d'étendre cette critique à l'ensemble des GRT pour toutes leurs activités. Il a par ailleurs considéré que les cinq facteurs aggravants de cette panne, mis en évidence par le rapport d'enquête de l'UCTE, avaient été sous-estimés dans divers commentaires de l'événement.

Puis, après avoir souligné qu'au sein de l'UCTE, le Réseau de transport d'électricité français (RTE) avait fortement contribué, par les délestages de consommation opérés en France, à limiter les conséquences de la panne en Europe, **M. Marcel Bial** s'est interrogé sur l'ampleur des délestages réalisés dans les différents pays touchés par la panne, notant à titre d'exemple qu'au Portugal, ils avaient correspondu à quelque 20 % de la consommation nationale. Il a ainsi jugé souhaitable de mener, dans le cadre de l'UCTE, une réflexion plus approfondie sur les effets des plans de délestage existants dans les différents pays composant un système synchrone, cette réflexion devant aboutir à une meilleure péréquation des effets de telles mesures qui sont nécessairement déclenchées en temps réel, donc par automatismes, pour la sauvegarde du grand réseau européen.

M. Marcel Bial a par ailleurs relevé que tous les GRT ne disposaient pas de l'ensemble des leviers d'action nécessaire pour assumer équitablement, au-delà de leur rôle individuel dans leur pays, la responsabilité collective de la sécurité de leur réseau que leur confère *de facto* la physique des grands systèmes. S'il a admis que la situation actuelle pouvait être améliorée, notamment en rendant plus rigoureux l'application et le contrôle des règles de sécurité définies par l'UCTE, il a considéré que, pour nécessaire qu'elles soient, ces mesures ne pourraient à elles seules résoudre la question de la sécurité dans un vaste système synchrone. Précisant son propos, il a estimé qu'une panne comme celle du 4 novembre révélait également la nécessité d'un accord politique des Etats concernés sur les objectifs et les effets d'une politique commune de sécurité (par exemple, les mesures mises en œuvre en cas d'incident doivent-elles donner la priorité à la sauvegarde d'un réseau européen ou à celle de l'alimentation de consommateurs nationaux ?). Il a jugé qu'en matière de sécurité, il était judicieux de ne pas s'en remettre exclusivement à l'effet de l'action des marchés - surtout lorsqu'ils ne sont ni

parfaits, ni inscrits dans un cadre de régulation harmonisé au niveau européen - mais bien de concevoir la fiabilité des réseaux comme son préalable.

A cet égard, **M. Marcel Bial** a rappelé que la création de l'UCTE résultait d'une initiative volontaire d'entreprises verticalement intégrées participant au plus grand réseau synchrone européen, recommandée par l'OCDE en 1951. Il a souligné que la transformation de cette initiative du secteur électrique d'après-guerre en un véritable « bras armé » au service de la sécurité des grands réseaux dans le contexte de la libéralisation des marchés en ce début de XXI^{ème} siècle impliquerait de donner à cette ambition d'abord une légitimité politique. Il a estimé que cette légitimité permettrait notamment d'imposer aux GRT, mais aussi, là où cela s'avérerait nécessaire, aux acteurs du marché de l'électricité, des règles plus contraignantes, étant entendu que la libéralisation du marché a conduit à une utilisation des réseaux de transport qui ne correspond plus aux objectifs pour lesquels ils avaient été conçus. Il a ainsi considéré, en d'autres termes, qu'il serait illusoire d'envisager pour solution au problème de la sécurité la seule amélioration de la coordination entre GRT, fondée sur des règles d'exploitation difficilement imposables du fait de cadres législatifs et de régulation trop disparates.

Puis **M. Marcel Bial** a jugé qu'un pas important vers cette légitimité serait que les transporteurs européens puissent se constituer en groupe formel, à l'image du groupe européen des régulateurs (ERGEG), en vue d'institutionnaliser l'interface nécessaire entre opérateurs et régulateurs en guise de préalable aux choix politiques nécessaires en matière de sécurité, comme ceci est déjà le cas pour la sécurité du trafic aérien ou la sûreté nucléaire. Il a rappelé que « l'Europe de l'électricité » regroupait en fait cinq réseaux distincts (continental, scandinave, anglais, irlandais et balte, ce dernier étant interconnecté au grand réseau russe), dont quatre couvrent des pays non membres de l'Union européenne et non reliés entre eux de manière synchrone, ceci ayant entre autres pour effet de prévenir une propagation de pannes au-delà des limites de ces systèmes. Il en a conclu qu'en matière de sécurité d'exploitation des grands réseaux européens, chacun de ces systèmes devait être clairement reconnu comme entité solidaire, et donc indivisible en matière de sécurité, et que cette diversité structurelle devait être dûment traduite dans de nouveaux mécanismes ou structures de sécurité électrique.

Par ailleurs, après avoir rappelé que l'UCTE comprenait à l'origine huit membres (et qu'elle en compte aujourd'hui vingt-huit), **M. Marcel Bial** a noté qu'elle avait aussi pour mission le traitement des dossiers d'extension du réseau européen. Ainsi, elle examine aujourd'hui en parallèle quatre demandes de raccordement en synchrone au réseau : celle de la Turquie, celle de la grande interconnexion du Grand Est européen autour de la Russie, la demande commune de l'Ukraine et de la Moldavie et celle des pays du Mashrek, qui pose la question de la fermeture de la « Boucle Méditerranéenne ». Il a souligné que les GRT européens œuvrant au sein de l'UCTE (que la géographie rend seule apte à s'étendre) n'étaient pas demandeurs de telles

extensions, mais qu'ils répondaient à la question de la faisabilité technique de requêtes inspirées par les marchés et soutenues par les institutions européennes.

Il a ajouté que de tels élargissements du système UCTE accroissaient sensiblement les problèmes liés à la gestion des congestions, problèmes qui sont loin d'être entièrement résolus à ce jour. En effet, les flux d'électricité ne sont pas orientés par les décisions commerciales des opérateurs mais par des phénomènes physiques : à titre d'exemple, l'interconnexion entre l'Autriche et l'Italie, de capacité notoirement insuffisante, est saturée en raison des « flux de bouclage » avant même que les opérateurs italiens et autrichiens n'aient décidé de procéder eux-mêmes à des échanges commerciaux.

En conclusion, **M. Marcel Bial** a espéré que l'UCTE soit investie des missions de poursuivre l'amélioration de la qualité des règles d'exploitation, de vérifier leur respect par les opérateurs et de favoriser une gestion plus stricte des infractions constatées. Il a considéré que cet ensemble de missions pourrait être défini dans le détail pour chacun des systèmes européens dans un mécanisme de coordination du transport d'électricité, fort d'une légitimité politique, qui pourrait de surcroît dégager des principes et des objectifs de sécurité européens communs à tous les systèmes.

II. Entretien avec M. Juho Lipponen, chef d'unité « Politique énergétique, énergies renouvelables et réseaux » chez Eurelectric

M. Juho Lipponen a tout d'abord indiqué qu'Eurelectric était une association regroupant les acteurs du secteur de l'électricité, plus particulièrement les producteurs, à l'exception des transporteurs réunis au sein de l'UCTE.

Il a souligné que la sécurité d'approvisionnement était une notion difficile à cerner et qu'elle recouvrait différentes réalités selon qu'elle était envisagée à court ou à long terme. Jugeant que cette sécurité était en très grande partie liée au volume des investissements, il a expliqué qu'Eurelectric avait estimé que dans les 27 pays de l'Union européenne il serait nécessaire, dans les 25 prochaines années, de mettre en service entre 700 et 1.000 gigawatts de capacités nouvelles de production, pour un montant d'investissement évalué à 1.000 milliards d'euros. Cet effort sera nécessaire pour remplacer des capacités de production vieillissantes et pour répondre à la croissance des besoins, estimée à environ 2 % par an en moyenne.

Dans le domaine des réseaux, de transport et surtout de distribution, il a considéré que les montants financiers en jeu étaient moins importants, atteignant cependant 500 milliards d'euros sur la même période. Il a toutefois jugé nécessaire de relativiser ces montants en rappelant qu'un effort comparable d'investissement avait déjà été consenti par le passé dans les années 70 et 80, tout en reconnaissant qu'à cette époque, de tels investissements étaient planifiés, qu'il n'existait pas de marché et que les prix de l'électricité étaient moins fluctuants. Il a considéré à cet égard que, dans le

contexte d'un marché libéralisé, le niveau des prix de marché devait constituer un signal déclenchant la réalisation des investissements nécessaires.

M. Juho Lipponen a estimé à ce titre que la formation des prix sur le marché devait se faire indépendamment des moyens de production utilisés et uniquement par la simple confrontation entre l'offre et la demande. Il a en effet considéré que les moyens de production relevaient de choix politiques et n'avaient pas de rapport avec les processus de formation des prix. Dans cette perspective, il a considéré que d'autres politiques étaient de nature à orienter les choix énergétiques, à l'image de la mise en place d'un marché des permis d'émissions de dioxyde de carbone ou les démarches volontaires des fournisseurs, à l'image des fournisseurs allemands, tendant à proposer aux consommateurs des offres d'approvisionnement comportant une proportion d'électricité verte, moyennant un prix plus élevé.

Il a ensuite convenu que le marché de l'électricité n'était pas en mesure d'orienter l'ensemble des aspects de la politique énergétique, s'agissant notamment de l'évolution du secteur sur longue période. Dans ces conditions, il s'est interrogé sur le rôle des Etats et de l'Union européenne pour réguler le marché électrique. Il a tout d'abord affirmé que les compétences des régulateurs européens devaient être élargies pour mieux contrôler les acteurs. Puis, tout en jugeant intéressante l'idée de réaliser au niveau européen une programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, il a fait part de ses interrogations sur le caractère éventuellement contraignant d'un tel document, reconnaissant néanmoins qu'un exercice de cette nature permettrait d'améliorer l'identification des besoins. Il a rappelé à ce sujet que la Commission avait proposé, dans le cadre du « paquet énergie », de mettre en place un *Observatoire de l'énergie*.

S'agissant de la nécessité d'investir dans la production au plus près des besoins, **M. Juho Lipponen** a considéré que les acteurs, au niveau microéconomique, orientaient les décisions en fonction de cette considération mais que les régulateurs ainsi que les transporteurs avaient également un rôle à jouer pour orienter les investissements de production. Il a estimé que la tarification pouvait également jouer un rôle d'orientation.

Puis, il a observé qu'il existait désormais un consensus sur la nécessité d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen, ce qui n'était pas le cas au début du mouvement de libéralisation. Il a estimé que, dans l'Union européenne, il était possible d'augmenter la part de l'électricité d'origine renouvelable jusqu'à un tiers de la production totale. Il a cependant reconnu que la part croissante de l'éolien serait de nature à compliquer la régulation du réseau de transport et que cela occasionnerait des coûts qui seraient supportés par les GRT. Toutefois, il a souligné que l'amélioration des prévisions météorologiques permettrait de lever une partie de ces difficultés. Il a jugé que des progrès devraient être réalisés pour améliorer la rentabilité de cette électricité et qu'il serait souhaitable qu'une installation éolienne puisse fonctionner entre 4.000 et 5.000 heures par an, alors que la durée moyenne de fonctionnement d'une

installation se situe aujourd'hui entre 2.000 et 3.000 heures. Enfin, il a estimé que les énergies nouvelles (géothermique, photovoltaïque et marémotrice) seraient expérimentales jusqu'en 2030 au moins.

Sur la constitution de géants énergétiques européens, il a précisé qu'une telle évolution ne poserait pas de problème si elle se réalisait en parallèle avec une meilleure intégration des marchés. Or, il a constaté que la concurrence était encore faible sur certains marchés nationaux et que tous les marchés n'étaient pas encore interconnectés.

III. Entretien avec M. Jan Willem Goudriaan, secrétaire général adjoint de la Fédération syndicale européenne des services publics (FSESP)

Après avoir précisé que la Fédération européenne des syndicats de service public regroupait 220 syndicats, **M. Jan Willem Goudriaan** a expliqué que celle-ci avait suivi avec attention le mouvement de libéralisation dans le secteur de l'électricité et du gaz. Il a souligné que cette politique communautaire avait contribué à la destruction de nombreux emplois dans ces branches, évalués, compte non tenu des phénomènes d'externalisation, à 250 000 entre 1990 et 2000, évolution confirmée par une étude récente réalisée pour le compte de la Commission européenne qui montre également qu'environ 250 000 emplois ont été détruits sur la période 1995/2004.

Il a ensuite estimé que la libéralisation au niveau européen présentait un triple risque au niveau des investissements, des prix et de la sécurité d'approvisionnement européenne, faisant référence au phénomène de concentration entre les énergéticiens. Il a ainsi considéré que la concurrence n'était pas adaptée au secteur de l'électricité, relevant que le marché présentait un certain nombre de dysfonctionnements au quotidien et jugeant qu'il ne permettait pas de concilier un niveau optimal de sécurité d'approvisionnement, la réalisation des investissements nécessaires et le développement des énergies renouvelables.

Puis, il a relevé que la Commission européenne souhaitait procéder à une séparation entre producteurs et transporteurs, ainsi qu'entre activités de distribution et de fourniture, et mettre fin au système des tarifs réglementés. Il a jugé que la transition entre un système au sein duquel les prix sont fixés par les autorités politiques et un système totalement libéralisé risquait de se traduire par une hausse des prix, préjudiciable aux consommateurs individuels comme aux grands industriels, et que la Commission européenne n'avait donné aucune indication précise pour gérer au mieux cette transition. Estimant en outre que la Commission n'avait pas précisé clairement l'objectif poursuivi par ses propositions en matière d'unbundling, fondées sur les résultats de l'enquête sectorielle réalisée par la DG Concurrence, il a affirmé que cette stratégie était de nature à favoriser la multiplication de black out à l'image de celui ayant frappé la Californie en 2003.

M. Jan Willem Goudriaan a alors estimé qu'un système de coopération entre les Etats dans le domaine de l'énergie pouvait constituer une alternative à la concurrence. En effet, la Commission européenne juge que la concurrence est de nature à répondre à tous les défis posés par la politique énergétique. Or, une mesure - par exemple l'unbundling - peut avoir des effets positifs dans un pays mais pas dans un autre. C'est pourquoi, a-t-il ajouté, il est nécessaire de revenir à un système plus coopératif, même si cela n'est pas dans l'air du temps, ou, à tout le moins, d'instituer une clause d'*opting-out* dans le domaine de la politique énergétique.

Evoquant ensuite les questions de régulation des marchés de l'énergie, il a estimé que la création d'un régulateur unique européen pourrait certainement être pertinente pour examiner les problèmes liés aux interconnexions transfrontalières. Observant toutefois qu'une telle instance aurait moins de légitimité et d'utilité pour les autres aspects de la politique énergétique, il a mis en évidence les problèmes démocratiques que poserait son fonctionnement, considérant qu'elle aurait des difficultés à entendre les préoccupations des citoyens et des associations catégorielles.

Il a enfin fait part de ses réflexions sur les marchés de l'électricité. Nordpool est, a-t-il estimé, le seul marché véritablement liquide en Europe. Toutefois, on constate une insuffisance des investissements puisque le prix est, sur ce marché, trop fluctuant, ce qui soumet les nouveaux entrants à des incertitudes trop importantes. S'agissant du marché anglais, qui, au contraire, manque de liquidités, il a souligné les prix très élevés du gaz et de l'électricité depuis deux ans, qui résultent d'insuffisances de capacités dues à l'absence d'investissements, et indiqué qu'ils allaient encore augmenter dans les cinq années à venir, pour la même raison. Il en a conclu que, contrairement aux affirmations des tenants du libéralisme, les signaux envoyés par le marché de l'électricité n'étaient pas pertinents pour favoriser l'investissement.

Il s'est donc demandé si les consommateurs étaient prêts à payer plus cher leur électricité en contrepartie d'une garantie de sécurité d'approvisionnement.

En conclusion, **M. Jan Willem Goudriaan** a considéré que les Etats membres de l'Union européenne avaient fait une erreur en laissant la Commission européenne construire un marché intérieur de l'électricité et du gaz et a jugé que les Etats auraient dû limiter son mandat au développement des échanges transfrontaliers.

Mardi 6 mars

IV. Petit-déjeuner de travail avec Mme Lise Deguen, conseillère à la représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne, chargée des questions énergétiques

Après avoir indiqué qu'en l'absence d'un fondement juridique spécifique autorisant la mise en œuvre d'une politique commune de l'énergie, l'action communautaire s'était longtemps cantonnée à une approche fragmentée, fondée sur le « Marché intérieur » du gaz et de l'électricité, sur quelques textes relatifs à la sécurité d'approvisionnement et sur des textes à caractère environnemental, **Mme Lise Deguen** a présenté les grandes étapes du processus engagé au Conseil informel d'Hampton Court en octobre 2005 qui, au travers du *Livre vert* sur « *Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable* », adopté en mars 2006, et du *Paquet Energie* présenté le 10 janvier 2007 par la Commission européenne, doit aboutir au « *Plan d'action pour une politique européenne de l'énergie* » qui sera adopté par le Conseil Européen des 8 et 9 mars.

Soulignant que tous les Etats membres étaient favorables à l'approche stratégique fondée sur les trois piliers que sont la sécurité d'approvisionnement, la préservation de l'environnement et le développement de la compétitivité, elle a évoqué les différentes pistes ouvertes par la Commission en ce qui concerne notamment :

- la diversification des sources et des routes d'approvisionnement ;
- l'approfondissement du dialogue (« *Parler d'une seule voix* ») avec l'ensemble des pays producteurs et de transit des matières premières, ainsi que des grands pays consommateurs (exemples des dialogues avec les Etats d'Asie centrale et du futur accord de partenariat et de coopération avec la Russie...) ;
- l'achèvement du marché intérieur : l'amélioration des interconnexions transfrontalières (coordinateur à désigner pour les quatre projets considérés comme prioritaires), l'harmonisation européenne des normes techniques, l'harmonisation des pouvoirs et le renforcement de l'indépendance des régulateurs nationaux, l'amélioration de la coopération de ces régulateurs pour la gestion des interconnexions (et l'hypothèse controversée de la création d'un régulateur communautaire), l'approfondissement de la coopération entre les gestionnaires de transport des Etats membres.

Sur ce chapitre marché intérieur, une orientation est particulièrement débattue : pour relancer les investissements de production et de transport, la Commission européenne, et en particulier la DG Concurrence, considèrent que le paradigme de la concurrence et la disparition des entreprises intégrées qui résulterait de la séparation patrimoniale entre la production et le transport (« *unbundling* ») suffiraient à créer un marché intérieur dont le fonctionnement équilibré susciterait un haut niveau d'investissements. Partagée par un certain nombre d'Etats membres, cette analyse est cependant contestée par plusieurs d'entre eux comme la France, l'Allemagne, la Lettonie,

la République tchèque, la Slovaquie, voire l'Autriche ou le Luxembourg, qui estiment primordiale une certaine stabilité réglementaire et considèrent que la législation actuelle, dès lors qu'un niveau adéquat de régulation est assuré, permet de garantir la séparation effective des activités de production et de transport. La France plaide également pour la réalisation d'un bilan prospectif des évolutions de l'offre et de la demande au niveau communautaire (par l'*Observatoire des politiques de l'énergie* proposé par la Commission) pour assurer aux opérateurs des perspectives de marché à moyen terme ;

– la composition du bouquet énergétique européen : compte tenu des objectifs stratégiques de lutte contre le changement climatique que le Conseil européen s'apprête à arrêter (notamment l'objectif unilatéral de réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020), cette question revêt une particulière importance. L'objectif portant sur l'efficacité énergétique est à la fois ambitieux et consensuel : il vise à économiser 20 % de la consommation énergétique de l'UE par rapport aux projections pour l'année 2020 (grâce, par exemple, à la révision et à l'approfondissement des directives actuelles relatives aux bâtiments, aux transports, à l'étiquetage, etc.). Mais les Etats-membres restent souverains en ce qui concerne le choix de la composition de leur palette énergétique, même si la Commission européenne, observant que les choix de chacun auront un impact sur la capacité collective à atteindre les objectifs, préconise en conséquence un recours très largement accru aux énergies renouvelables pour qu'elles atteignent 20 % de la palette énergétique en 2020.

En la matière, la France considère que l'ampleur du défi climatique justifierait de donner la priorité à l'utilisation optimale, adaptée aux évolutions technologiques, de tous les modes de production faiblement carbonés (énergies renouvelables mais aussi énergie nucléaire et « charbon propre », avec le captage et la séquestration du carbone). Il lui semble en effet essentiel de tenir compte des différences qui existent actuellement entre les bouquets énergétiques des Etats membres, ainsi que des avantages offerts par l'énergie nucléaire, reconnus par la Commission, en ce qui concerne le coût de l'électricité produite, l'absence d'émission de gaz à effet de serre et la stabilité de la fourniture d'électricité.

Dans la perspective du Sommet des 8 et 9 mars, **Mme Lise Deguen** a souligné les priorités que la France souhaitait voir prise en compte sur chacun de ces différents aspects du dossier (en particulier le caractère non obligatoire de l'unbundling et la reconnaissance de la contribution de toutes les énergies faiblement émettrices de carbone, parmi lesquelles l'énergie nucléaire, à la lutte contre le changement climatique), fait part des positions contrastées des Etats membres et évoqué les majorités pouvant se dégager sur les propositions de la Commission européenne, et souligné qu'au-delà des décisions de principe susceptibles d'être prises par le Conseil européen, de nombreuses mesures législatives devront être négociées ultérieurement entre la Commission et les Etats membres.

V. Commission européenne - Réunion avec Mme Ana Arana Antelo, chef de l'unité « *Electricité et gaz* » de la direction générale « *Energie et transports* », et M. Emmanuel Cabau, administrateur

La direction générale « Energie et transports » (DG TREN) considère que la cause première de la panne électrique du 4 novembre 2006 provient du caractère tardif et incomplet de la coopération entre les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (GRT), l'extension de ladite panne étant plus particulièrement due au non respect des règles de sécurité et des protocoles de communication.

Constatant que seul le « code de bonne conduite » du manuel de l'Union pour la coordination du transport de l'électricité (UCTE) fixait des règles, non contraignantes, en la matière, la Commission européenne a proposé, en janvier 2007 :

– la création d'un régulateur européen des marchés de l'électricité et du gaz, mais cette idée a suscité des oppositions ;

– une harmonisation des règles à partir du Groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz (ERGEG), qui pourrait proposer des lignes directrices législatives à la Commission européenne et, par ailleurs, se voir habilité à édicter des règles particulières relatives à des cas précis.

Mme Ana Arana Antelo a souligné la détermination de la DG TREN à agir pour renforcer la coopération entre GRT, y voyant le « point-clé » de la sécurité de l'approvisionnement électrique de l'Europe. Elle a, d'autre part, expliqué que ces règles auraient vocation à s'appliquer aux pays du « Sud-est européen » (Balkans) qui ont signé, en octobre 2005, un traité y rendant applicable l'acquis communautaire en matière électrique, ainsi qu'en Suisse, la Commission européenne devant disposer d'un mandat de négociation avec ce pays pour parvenir à cette fin. Des discussions sont également engagées à ce sujet avec les pays du Maghreb, moins essentiels pour la sécurité électrique de l'Europe toutefois.

A propos de l'équilibre à long terme entre l'offre et la demande d'électricité, **Mme Ana Arana Antelo** a constaté qu'aucun incident passé n'était dû à une sous-production électrique, soulignant qu'un objectif essentiel du marché intérieur consistait en la mise en place d'un cadre incitatif pour l'investissement productif. Elle a, à cet égard, plaidé pour un fort développement des interconnexions entre pays européens afin de pallier les déséquilibres régionaux.

Dans un tel schéma, la séparation patrimoniale entre producteurs et GRT (qui concerne déjà quatorze Etats membres de l'Union européenne) lui semble l'option la plus à même d'assurer un tel développement dans la mesure où les sociétés productrices n'ont, lorsqu'elles sont propriétaires du réseau, pas intérêt à favoriser des interconnexions susceptibles de faciliter l'accès de concurrents étrangers à leur marché domestique.

VI. Commission européenne - Réunion avec M. Herbert Ungerer, directeur « Energie » à la direction générale « Concurrence », et M. Philippe Chauve, administrateur

La direction générale de la concurrence estime qu'afin de relever efficacement ses défis énergétiques, l'Union européenne doit :

- établir, pour les entreprises du secteur énergétique, une base de marché européenne et non plus seulement nationale ;
- parvenir à l'objectif de 20 % d'énergies renouvelables dans sa consommation énergétique totale en 2020, là aussi en élargissant le marché des entreprises, qui pourront alors avoir « une vision plus large » ;
- pour atteindre les deux objectifs précités, pousser la libéralisation et la concurrence dans le secteur de l'énergie.

M. Herbert Ungerer a particulièrement insisté sur l'importance de développer les interconnexions entre pays afin d'établir un véritable marché européen de l'électricité, estimant nécessaire, pour y parvenir, d'imposer la séparation patrimoniale des producteurs et des GRT (unbundling).

Afin de démontrer qu'une telle position n'a rien de « dogmatique », contrairement à certains commentaires, il a, à partir de l'exemple allemand, montré les limites d'une simple séparation juridique (filialisation des GRT), les producteurs actionnaires des GRT n'ayant pas intérêt à investir dans des développements de réseaux pouvant profiter à leurs concurrents et les conflits d'intérêts continuant à se manifester sous la forme de partage informel d'informations. Evoquant l'existence de nombreux exemples concrets recueillis par ses services dans plusieurs pays lors de l'enquête sectorielle menée par la DG et des visites faites dans les entreprises, il a également noté que, tant que le GRT fait partie d'un groupe, les membres du management du GRT réalisent une carrière au sein du groupe et ne vont donc pas, à l'occasion de décisions importantes, faire du tort aux intérêts de celui-ci.

Il a, au contraire, souligné que des GRT complètement indépendants pourraient élaborer leur propre vision et, ce faisant, faciliter le développement des interconnexions et de la coopération nationale et communautaire entre GRT. Il a souligné que, dans l'Union européenne, un peu plus d'une dizaine de GRT, parmi plus de trente, avaient déjà fait l'objet d'une séparation patrimoniale et que cette opération avait porté ses fruits : leurs investissements ont augmenté et six d'entre eux font partie des dix GRT européens les plus fiables (par référence au nombre moyen annuel d'heures de black-out).

D'après **M. Herbert Ungerer**, la séparation patrimoniale favoriserait une « concurrence durable » et une sécurité de production électrique à long terme, les investisseurs potentiels ne pouvant que souhaiter, pour leurs unités de production, une connexion facile au réseau de transport et une réelle fluidité des interconnexions. Il estime, au contraire, que la structure actuelle de certains GRT est de nature à obérer la confiance des nouveaux entrants, ce qui risque de pénaliser l'investissement productif.

Il est cependant à noter que, pour la Commission européenne, une telle séparation n'est pas incompatible avec la propriété publique des GRT, même à 100 %. En outre, **M. Herbert Ungerer** a relevé que tout fournisseur d'électricité, quelle que soit sa nationalité, ne pourrait pas prendre le contrôle d'un GRT après la séparation patrimoniale.

Enfin, selon la direction générale « Concurrence », cette séparation ne dispenserait pas les Etats membres de faire appliquer une régulation stricte du secteur, mais elle souligne que, dans un tel cadre, les régulateurs n'auraient pas à consacrer l'essentiel (et autant) de leurs efforts à traquer et combattre les situations de conflits d'intérêts.

VII. Déjeuner de travail avec M. Jean-Paul Decaestecker, chef d'unité « *Energie et questions atomiques* » au Secrétariat général du Conseil de l'Union européenne

Avant d'examiner l'origine et les conséquences de la panne électrique du 4 novembre 2006, **M. Jean-Paul Decaestecker** a souhaité souligner que cet incident d'une heure, pour grave qu'il a été, ne doit pas faire oublier que le système électrique européen a correctement fonctionné l'an dernier pendant 364 jours et 23 heures, malgré son gigantisme et son extrême complexité résultant du nombre très important d'acteurs qu'il mobilise.

Causée par une erreur humaine et un défaut d'information, problèmes consécutifs à l'installation d'un effet de routine qui n'est pas spécifique au réseau électrique mais inhérent à la gestion des systèmes complexes, cette panne n'a pas pour origine des difficultés de production ni de transport. Sa diffusion à toute l'Europe a toutefois révélé un véritable manque d'homogénéité des procédures et des normes de sécurité, ainsi que des lacunes dans la collaboration des gestionnaires des réseaux de transport.

S'agissant de l'énergie nucléaire, les positionnements des Etats réticents ne sont pas nécessairement définitifs : l'Allemagne n'a jusqu'à présent fermé que deux centrales qui l'auraient été de toute manière pour obsolescence, et il n'est pas exclu que les Suédois procèdent à un troisième référendum sur cette question. Quant aux risques d'approvisionnement en uranium, ils sont extrêmement faibles, tant parce que les Etats producteurs sont stables que parce que les routes maritimes se sont, jusqu'à présent, montrées sûres.

En ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement à long terme, la Commission européenne comme certains Etats membres (tels que Royaume-Uni, Etats scandinaves, Etats ibériques) sont convaincus des vertus du marché tandis que d'autres, à l'instar de la France, préconisent le maintien des contrats à long terme. Il y a sur cette question une véritable opposition dogmatique liée à une appréciation différente des facteurs qui favorisent ou entravent la concurrence sur les marchés de l'énergie.

En matière de planification des investissements, le problème est extrêmement complexe car, alors qu'il est nécessaire d'aborder globalement les deux questions des capacités de production et des réseaux, le marché n'est pas en mesure d'émettre des signaux de prix pertinents sur ces deux secteurs, sans compter qu'il n'est pas davantage en mesure d'arbitrer sur la localisation et sur le niveau de ces investissements, qui seront extrêmement lourds.

S'agissant enfin de l'approvisionnement des partenaires de la France au sein de l'Union européenne, certains d'entre eux connaissent un déficit chronique de production (pays Baltes, Italie, Grèce...) qui les contraint à de fortes importations. C'est pourquoi la recherche de nouvelles sources ou routes d'approvisionnement (telles que le projet de gazoduc Nabucco transportant du gaz d'Azerbaïdjan jusqu'à l'Autriche via la Turquie, la Bulgarie, la Roumanie et la Hongrie) est importante pour l'Union, tout comme le renforcement des interconnexions communautaires pour matérialiser la solidarité entre les Etats membres.

VIII. *BUSINESSEUROPE* – Réunion avec M. Daniel Cloquet, responsable de la politique industrielle

BUSINESSEUROPE adhère à l'approche générale de la Commission européenne sur les questions énergétiques, mettant sur le même pied la sécurité d'approvisionnement de l'Europe, la compétitivité de son industrie et la protection de l'environnement.

Pour ce qui concerne les sujets plus particulièrement abordés par la mission commune d'information, la position de *BUSINESSEUROPE*, exprimée par **M. Daniel Cloquet**, est la suivante :

– les investissements visant à développer les interconnexions des réseaux de transport d'électricité sont trop faibles (200 millions d'euros par an), ce qui pose des problèmes aigus de congestion et empêche la création d'un véritable marché intérieur de l'électricité ;

– les propositions de la Commission européenne et du Conseil de l'Union européenne visant à imposer des règles afin d'assurer une bonne coordination entre les GRT vont dans le bon sens ;

– pour obtenir un régime de séparation efficace des activités de transport/distribution et de production, qui augmente notamment la concurrence sur la base de l'infrastructure existante tout en encourageant de nouveaux investissements en matière d'infrastructures, l'approche logique doit commencer par la mise en œuvre complète, selon la lettre et l'esprit, de la réglementation existante en matière de séparation juridique et de séparation fonctionnelle. Ce n'est qu'au cas où cette réglementation s'avérerait insuffisante pour atteindre les objectifs ainsi décrits qu'une nouvelle initiative de la commission serait nécessaire. Cette position a été rendue publique par *BUSINESSEUROPE* le 5 mars ;

– la coopération entre les régulateurs nationaux des marchés de l'électricité et du gaz étant encore trop faible, notamment du fait de la diversité de leurs compétences, il convient d'harmoniser ces dernières en renforçant celles des régulateurs les plus faibles et de prévoir une représentation de la Commission européenne aux débats, la création d'un régulateur européen apparaissant en revanche prématurée ;

– le développement des capacités de production électrique à l'échelle de l'Europe ne passe probablement pas par une programmation pluriannuelle des investissements (PPI) européenne, qui mobilise peu les Etats membres autres que la France et à laquelle la direction générale de la concurrence risquerait de s'opposer. Il s'agit plutôt de construire un cadre attractif pour les investissements et, dans cette optique, le sentiment personnel de **M. Daniel Cloquet** est que le maintien des tarifs administrés français, dans le secteur domestique, pourrait poser un problème ;

– plus globalement, l'état actuel de la libéralisation du marché de l'électricité en Europe n'étant pas satisfaisant, il semble nécessaire de prévoir un cadre spécifique pour les consommateurs intensifs en énergie, qui ont besoin de prévisibilité, en leur offrant des possibilités plus larges pour conclure des contrats à long terme, d'une manière qui reste compatible avec les exigences du droit communautaire de la concurrence. Mais il faut s'attendre à ce que la direction générale de la concurrence insiste pour que la part de consommation d'énergie représentée par l'ensemble desdits contrats ne dépasse pas un certain niveau ;

– un objectif unilatéral de 20 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre en 2020 pénaliserait fortement l'industrie européenne, certaines études faisant déjà apparaître qu'une réduction de 15 % (voire de 10 % seulement) aurait de sérieuses conséquences économiques ;

– l'objectif communautaire visant à fixer à 20 % la part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement énergétique est également très élevé. En tout état de cause, les pays de l'Union européenne devraient développer leurs politiques de promotion des énergies renouvelables sur la base d'un cadre européen harmonisé, idéalement assis sur un principe de marché.

Compte rendu du déplacement en Allemagne
(Düsseldorf, Bonn et Berlin - du 2 au 4 avril 2007)

Composition de la délégation : MM. Bruno Sido, président, Jean-Marc Pastor, Marcel Deneux et Michel Billout, rapporteurs, Jean-Paul Amoudry et Eric Doligé, et Mme Elisabeth Lamure.

Lundi 2 avril 2007		
11 h 00 – 12 h 00	Entretien avec M. Gert von der Groeben , mandataire général de <i>E.ON AG</i> , et Mme Verena Holzer , chargée de mission « Politique énergétique »	E.ON Düsseldorf
13 h 30 – 14 h 45	Déjeuner avec M. Aribert Peters , président du <i>Bund der Energieverbraucher</i> (association des consommateurs d'énergie), M. Gilles Thibault , consul général de France à Düsseldorf, M. Philippe Saint-Marc , attaché économique à la mission économique de Berlin, et M. Stéphane Perchenet , attaché économique à la mission économique de Düsseldorf	Bonn
16 h 00 – 17 h 30	Entretien avec M. Johannes Kindler , vice-président de la <i>Bundesnetzagentur</i> (BNA) (Agence fédérale de régulation), et Mme Nadia Horstmann , chargée de communication	Bundesnetzagentur (BNA) Bonn
Mardi 3 avril 2007		
10 h 30 – 12 h 00	Entretien avec M. Michael Müller , secrétaire d'Etat parlementaire au ministère fédéral de l'environnement, de la protection de la nature et de la sécurité nucléaire (BMU), M. Harald Kohl , conseiller, M. Jens Böhmer , chargé de l'énergie éolienne, Mme Marlies Bahrenberg , directrice du bureau de coordination franco-allemande Energie éolienne, M. Nicolas Oetzel , en charge des affaires européennes et internationales, M. Martin Schöpe , bureau des affaires énergétiques et environnementales internationales et européennes, et Mme Julian Ruffin , chargée des questions juridiques	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) Berlin
13 h 00 – 14 h 30	Déjeuner de travail avec S.E. M. Claude Martin , Ambassadeur de France, M. Jean-François Boittin , chef de la mission économique en Allemagne, M. David Philot , adjoint au chef de la mission économique, et M. Philippe Saint-Marc et Mme Caroline Hinnersen , attachés économiques à la mission économique	Ambassade de France Berlin

15 h 00 – 16 h 30	Entretien avec M. Konstantin Staschus , président de la <i>Verband der Netzbetreiber</i> (VDN) (Fédération des exploitants de réseaux)	Verband der Netzbetreiber Berlin
17 h 00 – 18 h 00	Entretien avec M. Wolfgang Heller , responsable du service « Politique énergétique » de la <i>Bundesverband der Deutschen Industrie</i> (BDI) (Fédération de l'industrie allemande), et MM. Wolf-Ingo Kunze et Norbert Azuma-Dicke , avocats auprès du <i>Verband des Verbund-unternehmer und Regionalen Energieversorger in Deutschland</i> (VRE)	Ambassade de France Berlin
Mercredi 4 avril 2007		
9 h 30 – 11 h 00	Entretien avec M. Andréas Schuseil , directeur de la politique énergétique au ministère fédéral de l'économie et de la technologie (BMW), Mme Dagmar Weinberg , directrice adjointe de la division « Industrie de l'électricité et réseaux de chaleur », M. Horst Schneider , chef du bureau « Industrie de l'énergie nucléaire, recherche dans le domaine du stockage définitif des déchets radioactifs et assainissement de l'exploration des mines d'uranium », et M. Waldemar Schafrick , chargé des relations avec la France, le Bénélux et la Pologne au sein du bureau « Relations avec les pays membres de l'Union européenne »	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMW) Berlin

Lundi 2 avril

I. Entretien avec M. Gert von der Groeben, mandataire général de E.ON AG, et Mme Verena Holzer, chargée de mission « Politique énergétique »

Après avoir présenté les caractéristiques essentielles de E.ON AG, **M. Gert von der Groeben** a indiqué que cette entreprise soutenait l'orientation du « paquet énergie » de la Commission européenne, à l'exception notable du dégroupage (*unbundling*), et sa volonté de parvenir à accroître la concurrence sur les marchés énergétiques européens.

Il a cependant estimé que de nombreuses critiques portées à l'encontre du marché de l'électricité (électricité trop chère, faible concurrence, rentes monopolistiques) n'étaient pas fondées. Il a ainsi observé que les prix nationaux connaissaient une évolution parallèle en Europe et qu'ils tendaient à s'harmoniser progressivement, sous l'effet notamment de la négociation entre l'offre et la demande au sein des différentes bourses européennes de l'électricité. Il a souligné l'importance de ce mécanisme de marché sur la formation des prix de ce produit, même si ceux-ci demeurent encore dépendants de ceux du pétrole et du gaz et, désormais, du coût de l'émission de CO₂.

S'agissant plus particulièrement de l'Allemagne :

– il a expliqué le niveau élevé des prix par l'importance des nombreuses taxes publiques qui, de l'ordre de 40 %, seraient les plus élevées d'Europe, et notamment des taxes environnementales, qui ont augmenté de 93 % en dix ans ;

– il a contesté que la concentration des entreprises allemandes nuise à la concurrence, faisant valoir à la fois que cette concentration était bien plus importante dans les autres grands Etats-membres, à l'exception du Royaume-Uni, et que la proportion des industriels ayant changé de fournisseurs était très élevée, de l'ordre de 40 % ; il a toutefois reconnu qu'il n'en était pas de même pour les particuliers (6 % de changements) et que des efforts pourraient être accomplis pour faciliter la résiliation de leurs contrats ;

– il a également fait valoir que la notion de « rente » devait être appréciée au regard tant de l'important programme d'investissements en production et en distribution consenti depuis plusieurs années, par E.ON comme par ses concurrents nationaux, notamment pour rattraper le retard dans ces domaines en ex-Allemagne de l'est, que des effets de l'installation de l'Agence fédérale des réseaux (*Bundesnetzagentur*) qui, depuis 18 mois, a conduit à une réduction des marges de 6 milliards d'euros, soit 15 %, en ce qui concerne les activités de transport.

Puis **M. Gert von der Groeben** a indiqué que, pour favoriser la poursuite de l'intégration du marché, E.ON jugeait nécessaire de : renforcer les interconnexions transfrontalières ; améliorer les relations techniques entre les opérateurs ; intensifier la concurrence en favorisant la liberté d'accès au réseau pour les opérateurs et la liberté de changement pour les consommateurs ; parvenir à la création d'une bourse de l'électricité européenne unique.

Après avoir rappelé qu'il existait en Allemagne une séparation comptable et de management pour les activités de réseaux, il a ensuite exprimé le désaccord d'E.ON avec la proposition européenne de séparation patrimoniale comme avec celle de la constitution d'un opérateur indépendant (système ISO), se félicitant de la position française en la matière.

S'agissant des énergies renouvelables, traditionnellement importantes en Allemagne depuis les années 1980, il a précisé qu'en 2006, elles représentaient 11,8 % de la production brute d'électricité nationale, soit une proportion deux fois plus élevée que la moyenne européenne. Soulignant que ces sources d'énergies n'étaient toutefois pas encore rentables et qu'elles demeuraient lourdement subventionnées (le coût de l'électricité éolienne étant ainsi deux fois supérieur au prix du marché, et celui de l'électricité photovoltaïque dix fois supérieur), il a préconisé une promotion européenne des énergies renouvelables.

Puis, en réponse aux questions des membres de la délégation, il a : estimé que l'option nucléaire était incontournable pour l'Allemagne, surtout si elle voulait atteindre ses objectifs environnementaux en matière d'émission de

CO₂, et ajouté qu'E.ON continuait d'investir dans la technologie nucléaire, notamment à l'étranger ; fait valoir que l'énergie éolienne devrait devenir rentable avec le fonctionnement, pendant 3 à 4 000 heures par an, des fermes off shore, tandis que l'énergie photovoltaïque devait encore faire l'objet de recherches pour atteindre un bon rendement et parvenir à la rentabilité ; indiqué que, compte tenu de l'importance du charbon en Allemagne, E.ON était également très présente dans les domaines du « charbon propre » et de la capture et du stockage du CO₂ ; précisé que les contrats gaziers conclus avec GazProm permettraient d'assurer jusqu'en 2036 le tiers des besoins d'approvisionnement en gaz de l'Allemagne ; considéré que l'amélioration de la prévention des pannes rendait nécessaire un renforcement des interconnexions et précisé qu'E.ON avait récemment investi 5 milliards d'euros dans les réseaux ; confirmé l'absence de programmation pluriannuelle des investissements au niveau fédéral, les politiques d'investissement étant définies par les grands groupes eux-mêmes ; indiqué que, sauf en Bavière, il n'existait pas de tarifs sociaux pour les consommateurs précaires.

II. Déjeuner de travail avec M. Aribert Peters, président d'une association de consommateurs d'énergie (*Bund der Energieverbraucher*)

Présentant l'association qu'il préside, **M. Aribert Peters** a indiqué qu'elle est active depuis 20 ans, qu'elle ne bénéficie d'aucunes aides publiques et que son action touche à tout ce qui concerne l'énergie pour les particuliers, depuis la lutte contre le renchérissement des prix du gaz et de l'électricité jusqu'à la vente de systèmes solaires aux consommateurs.

Il a ensuite dénoncé l'organisation du marché allemand de l'électricité, estimant que la libéralisation ne s'était pas accompagnée d'une véritable concurrence et qu'en conséquence, les prix avaient beaucoup augmenté, surtout ceux des particuliers (supérieurs de 15 % à ceux des industriels), et sans raison apparente, les investissements dans les capacités de production ou dans les réseaux de transport ces dernières années n'ayant pas été accrus, quand ils n'ont pas diminué. Il a estimé que les grandes firmes énergétiques exerçaient une influence notable sur le personnel politique allemand et que le négoce de l'électricité dans les bourses, dans un contexte où quatre producteurs principaux dominent quelque huit cents distributeurs, conduisait à une déconnexion entre les prix de l'échange et les coûts de production, les premiers étant deux fois supérieurs aux seconds.

Estimant qu'il revenait au régulateur de contraindre les entreprises à investir et considérant que la récente fusion entre E.ON et Ruhrgas était illégale, **M. Aribert Peters** a stigmatisé les différences de prix entre les régions, qui peuvent atteindre 30 à 40 %, et contesté que la croissance des prix puisse être imputée à la pression fiscale, dès lors que ces prix ont progressé bien plus vite que les taxes. Il a également dénoncé les entraves contractuelles aux changements de prestataire, observant que si 30 % des industriels ont fait

ce choix, seulement 2 % des particuliers l'ont exercé, ce qui démontre, selon lui, la déficience de fonctionnement du marché.

S'agissant de l'agence qui contrôle les coûts du transport, il a estimé qu'au-delà de sa création très tardive, puisqu'elle ne date que de dix-huit mois, la faiblesse des outils législatifs et des moyens humains qui lui ont été conférés l'empêche d'effectuer un travail efficace, ce qui explique que les frais de réseau soient encore si élevés, voire anormaux. Se déclarant très favorable à l'*unbundling*, **M. Aribert Peters** a insisté sur la nécessité de donner davantage de poids à l'Agence fédérale des réseaux et que celle-ci exerce réellement ses prérogatives de régulateur face aux producteurs/transporteurs et aux distributeurs. Enfin, s'agissant des éoliennes, il s'est déclaré favorable à la possibilité que les consommateurs payent plus cher leur électricité « verte » pour alimenter un « fond éolien » destiné à soutenir le développement de cette énergie.

III. Entretien avec M. Johannes Kindler, vice-président de l'Agence fédérale des réseaux (*Bundesnetzagentur*), et Mme Nadia Horstmann, chargée de communication

Après avoir précisé que la *Bundesnetzagentur* (BNA) était l'agence fédérale de régulation de tous les réseaux en Allemagne (électricité, gaz, postes, télécommunications, rail), **M. Johannes Kindler** a souligné les défis énergétiques à venir en matière :

- d'investissements, pour pallier les carences des réseaux de transport et répondre aux besoins de capacités de production, aujourd'hui insuffisantes ;
- et d'économie d'énergie, au regard tant des risques de dépendance énergétique à l'égard des producteurs de pétrole et de gaz, notamment de la Russie, que des problèmes climatiques.

Puis, commentant les récentes décisions du Conseil européen, il a salué les objectifs dits « des quatre 20 » et estimé nécessaire de construire davantage de lignes de transport et d'interconnexions pour accroître l'interdépendance, mais déclaré son opposition à l'*ownership unbundling* défendu par la Commission européenne, estimant que son impact sur le marché de l'électricité allemand et sur l'organisation industrielle du pays serait considérable, sans pour autant qu'il soit assuré que le résultat recherché serait atteint.

Mme Nadia Horstmann a ensuite présenté le fonctionnement du marché allemand de l'électricité après l'ouverture du secteur, réalisée dès 1998, en précisant le rôle du régulateur sectoriel. Elle a indiqué que le cadre juridique actuel résultait de la loi de 2005 et de quatre décrets transposant *a minima* les directives européennes et fixant les conditions d'accès aux réseaux de gaz et d'électricité ainsi que les tarifs. Relevant que les réseaux de distribution étaient partagés entre les quatre grands producteurs et gestionnaires de réseaux de transport (EnBW, E.ON, RWE, Vattenfall), à

l'exception de ceux qui appartiennent à des entreprises locales (876 distributeurs locaux), elle a indiqué qu'il existait un régime de déclaration préalable pour la production et d'autorisation pour la fourniture d'électricité, et des règles pour l'accès et le raccordement. Puis, après avoir rappelé qu'en Allemagne, l'*unbundling* était comptable et managérial, elle a indiqué que le régulateur n'intervenait pas systématiquement pour contrôler l'accès aux réseaux, mais seulement si le fonctionnement de ceux-ci semblait suspect.

S'agissant du prix de l'électricité, elle a souligné que le tarif d'accès au réseau, autorisé préalablement par la BNA, représentait une part de 36 % de son prix final, et que le régulateur pouvait ainsi peser directement sur les prix. Elle a par ailleurs estimé que les consommateurs disposaient d'une grande liberté dans le choix de leur fournisseur. Puis, en ce qui concerne la régulation du marché, elle a indiqué que, pour les réseaux ayant plus de 100 000 clients connectés et pour ceux couvrant plus d'un Land, la compétence principale ressortissait à la *Bundesnetzagentur*, office fédéral de régulation sous tutelle du ministre fédéral de l'économie, et que pour les autres réseaux, la régulation relevait d'agences régionales (six Länder ayant toutefois renoncé à cette compétence pour la transférer directement à la BNA).

Mme Nadia Horstmann a ensuite précisé que s'il n'existait pas de programmation pluriannuelle des investissements (PPI) et que les opérateurs décidaient librement de leurs investissements, le gouvernement pouvait engager des poursuites en cas de carences des entreprises électriques privées. Elle a en outre relevé que les opérateurs devaient présenter tous les deux ans un rapport sur l'état des réseaux et sur les investissements prioritaires sur une période de dix ans, ajoutant que le régulateur pouvait les inciter à développer certains réseaux. Elle a indiqué qu'en matière d'investissements dans les réseaux, le taux de rentabilité considéré comme acceptable par la BNA se situait, selon les cas, entre 4,5 et 6,9 %.

En réponse aux questions des sénateurs, **M. Johannes Kindler** s'est déclaré réticent à la formule de la PPI, estimant contestable d'imposer une décision publique d'investissement à des entreprises privées et jugeant que faire relever la sécurité d'approvisionnement de la responsabilité des entreprises n'était pas contradictoire avec sa garantie sur le long terme. Puis il s'est déclaré favorable à l'intégration des marchés de l'énergie et au renforcement des interconnexions transfrontalières. En revanche, il a estimé qu'un régulateur unique européen ne serait pas adapté, compte tenu des coûts, et a plaidé pour une concertation des régulateurs nationaux avec la définition de règles techniques communes.

Mardi 3 avril

IV. Entretien avec M. Michael Müller, secrétaire d'Etat parlementaire au ministère fédéral de l'environnement, de la protection de la nature et de la sécurité nucléaire (BMU), M. Harald Kohl, conseiller, M. Jens Böhmer, chargé de l'énergie éolienne, Mme Marlies Bahrenberg, directrice du bureau de coordination franco-allemande *Energie éolienne*, M. Nicolas Oetzel, en charge des affaires européennes et internationales, M. Martin Schöpe, bureau des affaires énergétiques et environnementales internationales et européennes, et Mme Julian Ruffin, chargée des questions juridiques

M. Michael Müller, secrétaire d'Etat parlementaire, a tout d'abord présenté la répartition des compétences dans le domaine de l'énergie entre le BMU et le ministère de l'économie et de la technologie (BMW) - et plusieurs autres ministères -, soulignant l'importance du dialogue entre ces deux départements ministériels dans un contexte marqué par la problématique géopolitique de l'accès aux matières premières, l'épuisement programmé de la production des énergies fossiles, l'industrialisation croissante des pays émergents, les conséquences environnementales dramatiques de l'émission des gaz à effet de serre (GES), et la croissance du chômage résultant de l'amélioration constante de la productivité du travail.

Puis, indiquant que le débat sur l'énergie était très profond en Allemagne, qu'il datait de plus de trente ans et qu'au sein de la coalition actuelle, il nécessitait deux sommets annuels pour établir une ligne commune, **M. Michael Müller** a souligné qu'une nouvelle philosophie, fondée sur le développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables (ENR) dans un cadre régional et décentralisé, allait permettre de sortir du modèle centralisé et productiviste actuel pour fonder un nouveau cycle économique favorable à l'emploi, à l'écologie et à la technologie. Ainsi a-t-il indiqué que, d'ici 2020, le gouvernement prévoyait de faire passer la proportion des ENR de 12 à 28 % du bouquet électrique, et d'améliorer d'un facteur deux l'efficacité énergétique dans les bâtiments, faisant valoir que le potentiel d'économies d'énergie à réaliser était considérable, de l'ordre de 40 % de la consommation. Il a ajouté que, naturellement, l'Allemagne soutenait sans réserve les propositions du Conseil européen.

S'agissant du nucléaire, il a indiqué que l'Allemagne était fermement opposée à cette filière pour les trois problèmes suivants : la sûreté des installations, le danger terroriste et les déchets. Ajoutant que cette technologie lui semblait inefficace pour les consommateurs et totalement opposée à la philosophie précédemment exposée, il a souligné que des observations identiques pouvaient être faites pour la filière charbon, qui n'a pas plus d'avenir selon lui. A l'inverse, il a exposé les avantages de la cogénération par la biomasse et les déchets ménagers (structures décentralisées proches des consommateurs, favorisant les mises en réseau et adaptées aux PME) et indiqué que le potentiel estimé de production était de l'ordre de 320 gigawatts

(GW) en électricité et de 360 GW en chaleur, rappelant que la puissance installée du nucléaire en Allemagne n'était que de 160 GW. Il a également fait valoir que les technologies ENR, très favorables à l'emploi, anticipaient sur les marchés de l'avenir dont les caractéristiques seront de grandes tensions sur les prix des matières premières (y compris l'uranium, si le nucléaire se développe dans le monde), qui nécessitent de réduire la dépendance énergétique, ainsi que l'obligation politique de lutter contre les émissions de GES, qui vont durablement et fortement accroître le coût de l'émission de CO₂.

M. Michael Müller a ensuite indiqué que le produit de la taxe écologique pesant sur l'électricité, les carburants et le chauffage (26 milliards d'euros en 2006) était affecté à 98 % à la stabilisation du système de retraite, et pour le solde à la recherche dans le domaine de l'énergie, et que les 4,5 milliards d'euros résultant de la taxe de répartition étaient destinés au soutien aux ENR. Reconnaisant que le prix de l'électricité allemand était plus élevé que la moyenne européenne, il a cependant contesté que cette situation résulte de la fiscalité.

En matière éolienne, il a observé que, malgré les possibilités offertes par sa très grande façade maritime, la France ne produisait que 10 % de la production allemande, laquelle allait du reste encore augmenter en raison non seulement de la mise en production de sites off shore, mais aussi des très importantes améliorations techniques permettant de multiplier par quatre la capacités des générateurs. Soulignant la qualité de la coopération franco-allemande dans le domaine de l'énergie éolienne, matérialisée par la création d'un bureau de coordination *ad hoc*, il a préconisé une coordination européenne pour développer les ENR, de même que, pour éviter les *black out*, en matière de gestion et de régulation des réseaux. Enfin, il a insisté sur les perspectives ouvertes par l'amélioration de l'efficacité énergétique, indiquant que les économies résultant de l'amélioration des instruments ménagers représenteraient la production de sept grandes centrales thermiques, ou que la consommation des habitations dites « passives » ne représente que 20 % de celle des bâtiments actuels.

V. Entretien avec M. Konstantin Staschus, président de la Fédération des exploitants de réseaux (*Verband der Netzbetreiber*)

Après avoir indiqué que la *Verband der Netzbetreiber* (VDN) regroupait plus de 400 exploitants de réseaux de transport et de distribution, **M. Konstantin Staschus** a souligné qu'elle effectuait un travail de coordination technique des besoins et de représentation des intérêts de la profession, notamment auprès du gouvernement fédéral et des instances européennes. S'agissant de l'organisation et de la distribution du transport en Allemagne, il a précisé qu'à la suite des regroupements réalisés depuis 1998 pour des raisons de coûts et de synergie sur une base géographique, seuls 50 des quelques 900 exploitants en activité avaient une taille significative, que les quatre grands producteurs (EnBW, E.ON, RWE, Vattenfall) exerçaient la

responsabilité du transport de l'électricité selon un découpage essentiellement régional, et que dans de nombreuses villes, la distribution était assurée par des régies communales. Puis il a précisé que chaque exploitant de réseaux assurait sa propre planification, sans coordination obligatoire, et indiqué que ces exploitants géraient les subventions publiques destinées à promouvoir les énergies renouvelables et la cogénération.

Jugeant ensuite qu'il fallait tirer les leçons de la panne du 4 novembre 2006 en insérant les règles de l'UCTE dans une directive européenne contraignante, il a exprimé le soutien de la VDN à la libéralisation des marchés de l'énergie et au paquet énergie adopté par le Conseil européen -à l'exception de l'élargissement de l'*unbundling* qui détruirait, selon lui, les synergies-, soulignant la nécessité de renforcer la coordination des transporteurs comme celle des régulateurs tout en rejetant l'idée d'un organe central qui créerait une dilution des responsabilités.

S'agissant de la sécurité d'approvisionnement, **M. Konstantin Staschus** a indiqué que l'Allemagne ne connaissait pas de programmation pluriannuelle des investissements (PPI), les opérateurs étant libres de leurs investissements. Il a toutefois relevé qu'un équilibre entre les différents producteurs (le « *bilanzkreis* ») existait à travers une coordination des centrales qui garantissent mutuellement leurs réserves, et que la loi de 2005 sur le secteur énergétique prévoyait un *monitoring* assuré par le ministère de l'économie (BMW) au travers d'un rapport annuel confrontant les capacités de production aux prévisions de consommation. A cet égard, il a précisé que d'ici 2012, 37 nouvelles centrales étaient prévues pour une production de 30 gigawatts (GW) et que, d'ici 2020, 55 autres centrales étaient envisagées pour une production de 41 GW. Il a ainsi estimé qu'il était possible, sous réserve de la question du coût, de renoncer à l'énergie nucléaire par le développement de sources alternatives, sans remettre en cause la sécurité d'approvisionnement. Il a précisé, s'agissant de l'énergie éolienne, que les installations étaient localisées surtout au nord du pays et qu'il serait donc nécessaire de construire de nouvelles lignes reliant ces unités au sud de l'Allemagne, où la demande est importante. Il a ajouté que cet investissement viendrait s'ajouter aux sommes importantes devant être consacrées à la rénovation des réseaux, dont la majeure partie date des années 70 et 80 et qui doit donc être renouvelée.

Enfin, après avoir indiqué que l'accès des producteurs aux réseaux était réglementé et contrôlé par l'Agence fédérale de régulation des réseaux (*Bundesnetzagentur*), il a observé que deux des quarante millions de consommateurs allemands avaient changé d'opérateur ces trois dernières années, faisant valoir les difficultés de gestion de ces changements, notamment les coûts commerciaux induits pour les opérateurs.

VI. Entretien avec M. Wolfgang Heller, responsable du service « Politique énergétique » de la Fédération de l'industrie allemande (*Bundesverband der Deutschen Industrie - BDI*), et MM. Wolf-Ingo Kunze et Norbert Azuma-Dicke, avocats auprès du *Verband des Verbundunternehmer und Regionalen Energieversorger in Deutschland (VRE)*

Ayant indiqué que le BDI regroupait plus d'un millier de grandes entreprises industrielles allemandes, **M. Wolfgang Heller** a brièvement dressé le tableau du système électrique allemand, soulignant notamment que le charbon et le lignite représentaient 50 % de la production (et le nucléaire 27 %) et que la part de l'industrie dans la consommation atteignait près de 45 %, contre 26 % pour les ménages et 24 % pour les services.

Afin de pouvoir lutter contre le changement climatique sans altérer la compétitivité des entreprises, il a ensuite plaidé en faveur de la remise en cause de la sortie programmée du nucléaire, demandant dans un premier temps la prolongation de la durée de vie des centrales en activité. Sans contester l'intérêt des énergies renouvelables (ENR), il a fait valoir que si les objectifs gouvernementaux seraient atteints en 2010 (12,5 % du mix électrique) et devraient pouvoir l'être en 2020, cette politique était extrêmement onéreuse, coûtant de l'ordre de 6 milliards d'euros par an. Il a ainsi observé qu'avec la cogénération, les ENR, l'impôt écologique et le commerce des permis d'émission de CO₂, le prix de l'électricité n'avait cessé de croître en Allemagne, jusqu'à devenir l'un des plus élevés d'Europe, ce qui pénalisait fortement l'industrie nationale. Pour espérer une diminution de ces prix, le BDI juge nécessaire d'accroître la concurrence sur le marché de l'électricité, qui passe par l'accroissement des capacités des réseaux pour supprimer les goulets d'étranglement - et non par l'*unbundling*, auquel le BDI est opposé pour des raisons constitutionnelles et techniques -, par l'assouplissement des conditions dans lesquelles les consommateurs peuvent changer de fournisseur, et par une plus grande transparence du fonctionnement des bourses de l'électricité.

Puis, aux questions des sénateurs, **MM. Wolfgang Heller et Wolf-Ingo Kunze** ont répondu :

– qu'un récent sondage témoignait que les trois quarts des industriels allemands étaient satisfaits de l'approvisionnement en électricité, même si des améliorations pouvaient sans doute être apportées en matière de gestion du marché et de lutte contre les cartels (qui ne concerne pas seulement les quatre grands producteurs nationaux) afin de favoriser l'entrée de nouveaux acteurs et la concurrence ;

– que si de nombreux industriels possédaient leurs propres capacités de génération, produisant annuellement 50 terawatts-heures (TWh), soit 8 % environ de la production nationale (635 TWh), la consommation annuelle des entreprises dites électro-intensives atteint 120 TWh, ce qui justifie leur intérêt pour les contrats d'approvisionnement à long terme susceptibles de leur permettre d'obtenir des prix plus compétitifs (ces contrats représentant environ 30 % de l'approvisionnement des industries) ;

– que la coopération avec le Gouvernement, lié par un accord partisan mais partagé entre les optiques divergentes des ministères de l’environnement (BMU) et de l’économie (BMW_i), était difficile, les préoccupations des industriels en matière énergétique n’étant pas bien prises en compte, comme en témoigne la remise en cause du nucléaire décidée sur le fondement d’hypothèses d’économies d’énergie et de développement des ENR semblant extrêmement optimistes, pour ne pas dire irréalistes ;

– que si un programme de renouvellement du parc nucléaire allemand existe déjà, dans l’hypothèse d’une remise en cause du gel actuel après les prochaines élections législatives, l’option la plus rentable serait néanmoins de prolonger de 20 ans la durée d’activité des centrales actuelles pour éviter des millions de tonnes d’émission de CO₂ et des importations de gaz naturel ;

– que la sécurité d’approvisionnement impose de combiner toutes les sources d’énergie et que si la technologie du nucléaire est aujourd’hui sûre et fiable, la filière du charbon propre vient de voir sa situation économique altérée par la nouvelle réglementation sur les droits d’émission, qui empêche de réaliser une programmation à quinze ans, terme habituel des projets de centrale thermique dans ce secteur ;

– que l’incident du 4 novembre 2006, qui résulte d’une erreur humaine et qui n’aurait pas dû se produire si les procédures avaient été respectées, ne remet pas en cause les systèmes techniques qui sont satisfaisants, même si les investissements dans les réseaux n’ont pas la même qualité que par le passé, surtout au regard des conséquences sur leur stabilité de l’accroissement de la production éolienne ;

– que les décisions de délocalisation, compte tenu de leur impact et des nombreux paramètres à prendre en compte, ne pouvaient pas dépendre exclusivement du prix de l’électricité, même pour les industries électro-intensives.

Mercredi 4 avril

VII. Entretien avec M. Andréas Schuseil, directeur de la politique énergétique au ministère fédéral de l’économie et de la technologie (BMW_i), Mme Dagmar Weinberg, directrice-adjointe de la division « *Industrie de l’électricité et réseaux de chaleur* », M. Horst Schneider, chef du bureau « *Industrie de l’énergie nucléaire, recherche dans le domaine du stockage définitif des déchets radioactifs et assainissement de l’exploration des mines d’uranium* », et M. Waldemar Schafrick, chargé des relations avec la France, le Bénélux et la Pologne au sein du bureau « *Relations avec les pays membres de l’Union européenne* »

Après avoir remarqué que les échanges énergétiques, notamment franco-allemands, renforçaient l’interdépendance et la construction d’un

marché commun de l'électricité et du gaz, **M. Andréas Schuseil** a souligné la nécessité d'une coopération énergétique. Rappelant que des erreurs humaines, notamment de non respect de règles élémentaires de sécurité, avaient été à l'origine de la panne du 4 novembre 2006, il a considéré que les mécanismes de gestion des crises avaient fonctionné et permis un rétablissement rapide de l'alimentation. Il a néanmoins plaidé pour un renforcement de la coordination en matière de règles de sécurité et s'est félicité du projet de la Commission européenne et des régulateurs de définir des standards communs.

S'agissant de la sécurité d'approvisionnement, il a considéré que les réseaux allemands étaient historiquement performants mais que la décentralisation croissante de la production d'électricité, notamment éolienne, nécessitait de les adapter et de renforcer les capacités de transport afin d'acheminer l'électricité des régions de production (nord de l'Allemagne) vers les régions de consommation (sud). Dans ce contexte, il a estimé indispensable que le régulateur encadre cette décentralisation et que les gestionnaires investissent dans la sécurisation des réseaux.

Puis, soulignant que la sortie du nucléaire obligerait l'Allemagne à remplacer 30 % de son électricité par de nouveaux modes de production, **M. Andréas Schuseil** a estimé impossible, au plan économique, que les énergies renouvelables (ENR), dont la part atteint aujourd'hui 12 %, puissent y pourvoir. Dès lors, contrairement aux affirmations du ministère de l'environnement allemand, il a douté que les objectifs de réduction des émissions de CO₂ puissent être atteints si le démantèlement du parc nucléaire allemand était confirmé. Il a précisé que les solutions de gestion des déchets nucléaires s'orientaient autour du recyclage et du stockage en formation géologique profonde.

S'agissant de l'électricité solaire et éolienne, il s'est inquiété, en cas de développement massif, de l'impact de leurs coûts sur la compétitivité des entreprises allemandes. Soulignant qu'en 2006, l'intégration de l'éolien dans les réseaux avait coûté 4 milliards d'euros, il a expliqué que dans les périodes de faible consommation, la production éolienne excédentaire et hautement subventionnée était vendue en France ou aux Pays-Bas, de sorte qu'au final, c'était le consommateur allemand qui finançait l'énergie dans ces autres pays.

M. Andréas Schuseil a par ailleurs posé le problème politique de la sécurité d'approvisionnement, observant que les Etats qui suivraient, par souci de popularité, leur opinion publique en sortant du nucléaire (qui fait peur), en renonçant à l'énergie éolienne (qui coûte cher car elle est subventionnée, et qui pose un problème d'environnement) et en optant pour l'arrêt du lignite et du charbon (modes de production qui émettent du CO₂), seraient contraints à une forte dépendance énergétique puisqu'ils importeraient une part essentielle de leur électricité. Remarquant que la marge de sécurité constituée par les capacités excédentaires de production d'électricité par rapport à la demande de pointe était tombée à 5 % seulement en Allemagne, il s'est inquiété de l'éventuelle dépendance énergétique allemande vis-à-vis du gaz russe. Tout en plaidant pour une combinaison énergétique équilibrée entre les bioénergies, les

ENR, le charbon propre et le nucléaire, il a indiqué que le potentiel hydroélectrique allemand était très restreint et que la biomasse serait en concurrence avec l'agro alimentaire.

Puis, répondant aux sénateurs, **M. Andréas Schuseil** a expliqué :

– qu'en vertu de contrats de concession de droit privé, les opérateurs payaient aux collectivités locales et au gouvernement fédéral une redevance d'accès aux réseaux assise sur les kilowattheures. Il a ajouté que les décisions de construction et de développement des réseaux incombaient aux entreprises, sur lesquelles repose toutefois une obligation légale de sûreté et de capacité de ces réseaux contrôlée par la *Bundesnetzagentur*. Il a précisé que cette agence vérifiait ainsi le niveau des investissements dans les réseaux, d'une part, des quatre transporteurs, d'autre part, des distributeurs desservant plus de 100 000 consommateurs ou plus d'un Land, et, enfin, des distributeurs des Länder lui ayant délégué leurs compétences (les autres distributeurs étant contrôlés par les agences régionales) ;

– qu'il n'existait pas de tarifs préférentiels pour les clients en situation de précarité mais que les intérêts des consommateurs étaient garantis par la concurrence et la facilité de changer de fournisseurs que leur offrait un cadre juridique particulièrement favorable ;

– que le problème majeur était de savoir si la politique énergétique devait servir le système économique et le bien-être social ou si l'énergie était un objectif en soi, qui appelait une adaptation de l'ensemble du système.

Compte rendu du déplacement en Pologne
(du 4 au 6 avril 2007)

Composition de la délégation : MM. Bruno Sido, président, Jean-Marc Pastor et Michel Billout, rapporteurs, et Jean-Paul Amoudry.

Mercredi 4 avril 2007		
17 h 30 - 19 h 00	Réunion de travail avec des sénateurs polonais, membres du groupe parlementaire sur l'énergie : MM. Marek Waszkowiak , sénateur de Konin (PIS), président du groupe, Władysław Mańskut , sénateur d'Elbląg (SLD), Marcin Milek , sénateur de Zielona Góra (Indép.), Lesław Podkański , sénateur de Chełm (PSL) et Jacek Włossowicz , sénateur de Kielce (PIS)	Sénat de Pologne
20 h 00	Dîner offert par S.E. M. Pierre Ménat , Ambassadeur de France, en présence de MM. Marek Ziółkowski , sénateur de Poznań (PO), vice-maréchal du Sénat, vice-président du groupe parlementaire Pologne-France, Marek Borowski , député à la Diétine de Mazovie (SLD), ancien ministre, ancien vice-maréchal de la Diète, Tomasz Nowakowski , sous-secrétaire d'Etat au ministère du développement régional, Mmes Jadwiga Czartoryska , directrice, représentante de <i>France Télécom</i> en Pologne, Marta Lapinska , journaliste à <i>TVP2</i> , Dorota Piotrowska , journaliste à la radio <i>IAR</i> , MM. Marek Ostrowski , chef de la rubrique « <i>Etranger</i> » de l'hebdomadaire <i>Polityka</i> , Jean-Claude Nolla , premier conseiller à la Chancellerie diplomatique, Edouard Sicat , conseiller économique et commercial, chef des services économiques pour l'Europe centrale et Balte, et Frédéric de Touchet , conseiller à la Chancellerie diplomatique	Ambassade de France
Jedi 5 avril 2007		
9 h 00 – 9 h 45	Réunion de travail autour de S.E. M. Pierre Ménat avec MM. Jean-Claude Nolla , Frédéric de Touchet et Philippe Brunel , conseiller financier à la mission économique, et Mmes Laurence de Touchet , conseiller commercial à la mission économique, et Claire Gasançon , élève de l'ENA en stage à la mission économique	Ambassade de France
10 h 00 – 12 h 00	Entretien avec M. Krzysztof Tchórzewski , sous-secrétaire d'Etat chargé de l'énergie, M. Andrzej Kania , directeur du département de l'énergie, Mme Halina Gołębicka , vice-directrice du département de la coopération internationale, et M. Maciej Zielinski , expert principal au département des relations internationales bilatérales	Ministère de l'économie

12 h 30 - 14 h 00	Déjeuner avec M. Frédéric de Touchet et Mmes Thérèse Placek , conseiller commercial à la mission économique, Laurence de Touchet et Claire Gasançon	
14 h 30 – 15 h 30	Entretien avec M. Leszek Juchniewicz , président de l' <i>URE</i> (autorité de régulation pour le secteur énergétique), M. Bogusław Zalewski , directeur du département de l'intégration européenne et des études comparatives, et Mme Mariola Juszczuk , membre de ce département	URE
16 h 00 – 17 h 00	Entretien avec MM. Jacek Socha , président de <i>PSE SA</i> (gestionnaire du réseau de transport de l'électricité), et Paweł Urbański , vice-président	PSE SA
17 h 30 – 18 h 30	Entretien avec M. Antoni Pietkiewicz , membre du conseil d'administration de <i>BOT SA</i> (un des trois principaux producteurs d'électricité polonais), exerçant les fonctions de président	BOT SA
20 h 00	Dîner de travail sur le thème de l'énergie du point de vue des gros utilisateurs d'énergie en Pologne, avec MM. Jean Laronze , PDG de <i>Saint-Gobain</i> en Pologne, et Pierre Michallat , PDG de <i>Michelin</i> en Pologne, en présence de Mmes Laurence de Touchet et Claire Gasançon	
Vendredi 6 avril 2007		
9 h 00 – 10 h 00	Petit-déjeuner de travail , en présence de Mmes Laurence de Touchet et Claire Gasançon , avec Mme Françoise Pépin , directrice de <i>Dalkia Polska</i> , et M. Jean-Pierre Corbin , directeur général adjoint, Mme Alfreda Switek , directeur financier d' <i>Electrabel Polska</i> et M. Philippe Vavasseur , président d' <i>EDF Polska</i>	Hôtel Sheraton

Mercredi 4 avril

I. Entretien avec des sénateurs polonais, membres du groupe parlementaire sur l'énergie : MM. Marek Waszkowiak, sénateur (PIS) de Konin, président du groupe, Władysław Mańkut, sénateur (SLD) d'Elbląg, Marcin Milek, sénateur (Indép.) de Zielona Góra, Lesław Podkański, sénateur (PSL) de Chełm, et Jacek Włossowicz, sénateur (PIS) de Kielce

A titre liminaire, **M. Marek Waszkowiak, président**, a souligné combien la question de la sécurité énergétique était importante pour le pays, dont les besoins d'investissements d'ici 2020 sont considérables, que ce soit pour reconstituer le parc de production et moderniser les réseaux de transports et de distribution, qui datent tous d'une quarantaine d'années, ou pour adapter l'offre d'électricité à une demande dont la croissance est estimée à 3 % par an

sur la période. Aussi, a-t-il ajouté, dans le contexte communautaire fixé par le récent Conseil européen, la solidarité énergétique dans le cadre de l'Union européenne (UE) tout entière est indispensable.

Confirmant ces propos, **M. Marcin Milek** a précisé les différents défis posés au système énergétique polonais : la nécessité d'avancer rapidement dans la technologie du charbon propre, compte tenu de la prépondérance du lignite et du charbon dans le mix énergétique national, en électricité comme en chaleur urbaine -qui a d'ailleurs conduit la Pologne à être avertie par la Commission européenne en raison de ses émissions excessives de CO₂-, le développement de la cogénération, dont la loi sur l'énergie a fixé la proportion à 15 % en 2020, le renforcement des interconnexions, la mise en œuvre d'un programme nucléaire à la faveur de la disparition progressive du « syndrome Tchernobyl » dans l'opinion publique et des enseignements de la coopération internationale engagée avec les pays Baltes pour la construction de la nouvelle centrale d'Ignalina, en Lituanie, et enfin la montée en puissance des énergies renouvelables (ENR) pour respecter les objectifs du Conseil européen de 20 % en 2020, la question primordiale pour la Pologne étant de savoir si ce ratio est global pour l'UE ou s'il devra être national.

Pour sa part, **M. Leslaw Podkański** a évoqué la restructuration du secteur électrique polonais résultant de la privatisation, les perspectives en matière d'ENR et de cogénération, dont la proportion pourrait atteindre à terme 23 % de la production grâce à la biomasse, le commerce international de l'électricité, la Pologne étant exportatrice d'environ 10 térawatt-heures (TWh) par an, l'avenir des contrats d'approvisionnement à long terme, qui représentent encore aujourd'hui 70 TWh, c'est-à-dire presque 50 % de la production nationale, et enfin l'accroissement du coût de l'électricité supérieur à celui de l'inflation.

Quant à **M. Władysław Mańkut**, il a relevé la nécessaire modernisation des réseaux de transport, l'élaboration d'un ambitieux programme d'efficacité énergétique, les perspectives de reprise de la production nucléaire et l'influence des prix de l'énergie sur la croissance économique.

Enfin, **M. Jacek Włossowicz** a estimé que la transposition des directives « Energie » en Pologne devra être précédée d'une définition précise des « infrastructures critiques » de génération et de transport/distribution.

Puis, un fructueux débat s'est instauré entre les sénateurs français et polonais, au cours duquel les membres du groupe parlementaire de l'énergie polonais ont notamment plaidé pour que :

– les objectifs de l'UE en matière d'ENR et de réduction des émissions de CO₂ ne soient pas rigides et, surtout, qu'ils tiennent compte tant des caractéristiques géographiques des Etats-membres (la Pologne ne dispose d'aucune ressources hydrauliques réelles, et de bien moindres potentialités éoliennes que l'Allemagne ou la France) que de leur niveau de développement ;

– l'UE ait une approche solidaire et proportionnée de la question énergétique, en particulier au regard des différents projets de nouveaux

gazoducs qui ne doivent pas contourner la Pologne, et que l'intégration des systèmes baltes et polonais au réseau occidental soit adaptée, s'agissant notamment de la mise en œuvre des principes libéraux de la concurrence, aux caractéristiques des structures existantes ;

– la question de l'indépendance énergétique nationale soit prise en compte dans les décisions nationales et internationales, qu'il s'agisse de l'engagement d'un nouveau programme nucléaire ou de la diversification des sources d'approvisionnement des énergies primaires, en particulier le gaz ;

– l'harmonisation des normes et principes directeurs en terme de sécurité applicables en Europe, comme le renforcement de la coopération des transporteurs et des régulateurs nationaux, soient effectués dans un triple objectif de solidarité entre les Etats-membres, de respect de leur souveraineté et de minimisation des coûts, ce qui rend inopportun un régulateur européen.

Jeudi 5 avril

II. Réunion de travail autour de S.E. M. Pierre Ménat, Ambassadeur de France en Pologne, sur thème de l'énergie, avec M. Jean-Claude Nolla, premier conseiller à la Chancellerie diplomatique, M. Frédéric de Touchet, conseiller à la Chancellerie, M. Philippe Brunel, conseiller financier à la mission économique, Mme Laurence de Touchet, conseiller commercial à la mission économique, et Mme Claire Gasançon, élève de l'ENA en stage à la mission économique

Exposant la situation énergétique de la Pologne, **Mme Laurence de Touchet** a indiqué que le pays connaissait actuellement un débat sur la politique énergétique, en particulier la sécurité d'approvisionnement à travers la question des contrats gaziers avec l'Algérie et la Norvège d'une part, et la participation à la construction de la centrale nucléaire d'Ignalina, en coopération avec les Etats baltes, d'autre part.

Faisant ensuite état des défis énergétiques auxquels le pays est aujourd'hui confronté, elle a d'abord évoqué la reconstitution de la puissance énergétique polonaise afin d'endiguer le problème du vieillissement du parc de production, rappelant à cet égard que 90 % de l'électricité polonaise est encore issue du charbon, fortement émetteur de CO₂. Elle a également souligné que les besoins nouveaux étaient significatifs, le haut de la fourchette des prévisions d'augmentation de la consommation d'ici 2025 atteignant 93 %. Elle a indiqué que, dans ce contexte, la politique générale du gouvernement polonais était de consolider le secteur énergétique en créant des grands groupes intégrés verticalement, notamment pour répondre aux défis de la libéralisation, d'une part, et de l'assise financière permettant de supporter de très lourds investissements, d'autre part. Enfin, elle a observé que la Pologne rencontrerait un véritable problème pour respecter les objectifs de la

Commission européenne en matière d'énergies renouvelables d'ici 2020 s'il s'avérait que le ratio de 20 % d'énergies renouvelables (ENR) dans le bouquet énergétique était applicable dans chaque pays.

Par ailleurs, **S.E. M. Pierre Ménat** a précisé que les autorités polonaises, malgré les réticences de l'opinion publique encore marquée par la catastrophe de Tchernobyl, voudraient miser sur le nucléaire pour réduire les émissions de CO₂ et diversifier leurs sources d'approvisionnement. A cet égard, il a souligné le caractère très particulier au regard de l'histoire, et actuellement très tendu, des relations entre la Pologne et la Russie, les autorités polonaises tenant à ce que leur pays reste un pays de transit pour l'énergie vendue par les Etats orientaux à l'Europe occidentale, s'inquiétant de l'après-Poutine et entendant miser sur l'ex-C.E.I.

Enfin, **M. Philippe Brunel** a fait valoir que si la Pologne était favorable à l'édification d'un marché libre, les autorités avaient néanmoins récemment bloqué les privatisations pour construire des champions nationaux.

III. Entretien avec M. Krzysztof Tchórzewski, sous-secrétaire d'État chargé de l'énergie, M. Andrzej Kania, directeur du département de l'énergie, Mme Halina Gołębicka, vice-directrice du département de la coopération internationale, et M. Maciej Zieliński, expert principal au département des relations internationales bilatérales

M. Krzysztof Tchórzewski, sous-secrétaire d'État chargé de l'énergie, a d'abord rappelé qu'après 1989, confrontée au mauvais état du système productif et de transport de l'électricité et aux problèmes écologiques, le nouveau régime avait engagé une reconstitution du potentiel énergétique qui s'était avérée extrêmement coûteuse pour le pays. Il a indiqué que les contrats à long terme, auxquels est opposée la Commission européenne, avait permis de supporter ces coûts et que pour poursuivre le programme d'investissements d'ici 2020, une consolidation du secteur avait été entreprise en 2006 afin de réduire l'émission de la propriété tant de la production que du transport et de la distribution. Il a ajouté que le gouvernement préparait actuellement un projet de loi portant sur la suppression des contrats à long terme et visant à financer la nouvelle étape par la privatisation et le développement de la bourse, soulignant les effets sociaux de cette restructuration et rappelant que la séparation des activités de production et de distribution (*unbundling*) devrait être effective en juillet 2007.

Puis **M. Andrzej Kania, directeur du département de l'énergie**, a présenté les trois objectifs énergétiques de la Pologne pour les années à venir. Il a d'abord évoqué la sécurité d'approvisionnement, soulignant que la Pologne était en situation d'autosuffisance électrique mais que les besoins d'investissements étaient considérables afin de répondre aux exigences environnementales, et précisant que si l'abondance des matières premières (charbon et lignite) participait à la sécurité des approvisionnements polonais, des efforts devaient être entrepris pour diversifier les sources et sortir d'un

schéma énergétique unidirectionnel. Il a ensuite évoqué l'édification d'un marché compétitif, estimant qu'en dépit de quelques défaillances, le marché polonais répondait plutôt bien au « paquet énergie » de la Commission européenne, et jugeant prématurée l'idée d'un régulateur européen unique. Abordant enfin la problématique du développement durable, il a considéré que les objectifs de la Commission européenne en matière d'énergies renouvelables (ENR) et d'émission de CO₂ étaient irréalistes pour la Pologne, sauf à brider son développement. Rappelant à cet égard que plus de 90 % de l'électricité nationale était produite à partir de houille et de lignite, il a estimé que le véritable défi pour la Commission était de répartir les obligations des différents Etats-membres selon leurs capacités.

M. Krzysztof Tchórzewski a ensuite rappelé que la Pologne était encore marquée par la catastrophe de Tchernobyl qui avait conduit le gouvernement, à la fin des années 1980, sous la pression de l'opinion, à abandonner le programme nucléaire. Il a observé que le Premier ministre, M. Jaroslaw Kaczynski, était récemment revenu sur ce sujet en annonçant un projet de coopération nucléaire avec la Lituanie, cette démarche ayant pour objectif de gagner l'opinion publique, qui reste opposée au nucléaire à plus de 50 %, à l'idée de reprendre un programme national dans cette filière. Il a ajouté que le gouvernement polonais suivait avec attention les démarches françaises visant à faire reconnaître le nucléaire comme une voie possible pour satisfaire aux obligations environnementales, puisque la Pologne est très handicapée en ce qui concerne les ENR en raison de la quasi inexistence d'hydroélectricité et du manque d'expérience sur l'éolien.

Après avoir noté que l'avantage comparatif du pays résidait exclusivement dans le charbon et souligné, dans ce contexte, l'intérêt de développer des unités de cogénération de moyenne taille, **M. Andrzej Kania** a alors précisé les orientations retenues pour la restructuration à venir des groupes énergétiques polonais. Il a notamment indiqué que la privatisation, indispensable pour mobiliser les capitaux nécessaires aux investissements, ne signifiait pas l'éviction de l'Etat, dont le rôle demeure important, en particulier pour assurer la sécurité énergétique. Ayant ensuite observé que la consommation électrique en Pologne était deux fois moins élevée que la moyenne européenne mais qu'elle devrait presque doubler d'ici à 2020, il a ajouté que le prix apparemment faible de l'électricité au regard des moyennes européennes était en réalité, après prise en compte des taux de change et de la parité des pouvoirs d'achat, l'un des plus élevés de toute l'Union européenne pour les consommateurs. A cet égard, il a dit craindre les conséquences sur les prix de la mise en œuvre du « Paquet énergie », d'autant qu'il n'existe pas de tarif social en Pologne. Puis, après avoir indiqué que le pays avait affronté des problèmes sur les réseaux de transport pendant l'été 2006 en raison de fortes chaleurs auxquelles les opérateurs n'étaient pas préparés, il a insisté sur la solidarité européenne que devait permettre le renforcement des connexions transfrontalières. A ce sujet, il a estimé que la position géographique de la Pologne nécessitait, au-delà du raccordement du réseau balte au réseau

occidental dans une perspective essentiellement politique, des efforts particuliers sur les frontières ouest et sud du pays, pour des raisons économiques.

Enfin, après avoir souligné la modernité du système polonais de tarification de l'électricité, **M. Krzysztof Tchórzewski** a mentionné l'existence d'une fiscalité énergétique appelée sur les employeurs pour alimenter un fond national et des fonds régionaux de protection de l'environnement, qui accordent des subventions et des bonifications d'intérêt aux nouveaux projets, notamment dans la gestion des eaux et dans le développement des ENR.

IV. Entretien avec M. Leszek Juchniewicz, président de l'Autorité de régulation pour le secteur énergétique (URE), M. Bogdan Zalewski, directeur du département «*Intégration européenne et études comparatives*», et Mme Mariola Juszczuk, membre de ce département

Après avoir indiqué qu'il exerçait sa fonction depuis dix ans et que son opinion n'était pas forcément celle du gouvernement, **M. Leszek Juchniewicz** a précisé que le droit et la sécurité énergétiques relevaient de la responsabilité du ministre de l'économie. Il a expliqué que la loi relative au droit énergétique d'avril 1997, qui avait créé l'URE, avait prévu pour son président un mandat de cinq ans non révocable, ce qui lui conférait une réelle indépendance dans ses compétences de régulation du secteur énergétique, notamment en matière de concessions, de tarifs, de plan de développement et de sanctions. Il a toutefois ajouté que cette loi avait été depuis lors modifiée trente-sept fois et que l'indépendance du président de l'URE, qui est désormais un haut fonctionnaire révocable par son ministre, en avait été constamment diminuée.

Il a ensuite indiqué que l'URE était un membre à part entière de l'ERGEG depuis l'adhésion de la Pologne à l'Union européenne et qu'elle participait régulièrement à ses travaux. Estimant que les difficultés européennes se concentraient sur les interconnexions transfrontalières, il a envisagé la perspective d'un régulateur unique à l'échelle de l'Union dès lors qu'existerait un marché du gaz et de l'électricité communautaire soumis à une législation établie en commun. Puis, rappelant que la Pologne s'était largement conformée aux directives communautaires, il a observé que la séparation patrimoniale (*unbundling*), qui nécessite la privatisation des entreprises énergétiques polonaises, allait susciter des difficultés sociales et ne semblait pas avoir la faveur de son gouvernement, qui souhaiterait faire émerger des champions nationaux intégrés verticalement.

Puis, expliquant que les activités de production, transport, distribution et commercialisation de l'électricité faisaient l'objet d'un régime de concessions attribuées par l'URE, **M. Leszek Juchniewicz** a précisé que ce régime était applicable indifféremment aux entreprises publiques et privées, soumises au dépôt de garanties tant financières (dépôts de fonds, police d'assurance) que de capacités (preuves d'un personnel et d'un patrimoine

suffisants au regard du niveau d'activité déclarée). Il a indiqué qu'environ 300 concessions étaient actuellement en vigueur pour des entreprises de production d'électricité assurant le plus souvent aussi la distribution. Il a ajouté que si, initialement, les entreprises concessionnaires devaient présenter à l'autorité de régulation les tarifs qu'elles comptaient pratiquer, à fin d'approbation sur la base des « coûts justifiés », c'est-à-dire les coûts incompressibles (commerciaux, entretien, développement, protection de l'environnement) pour livrer l'électricité au consommateur final, cette obligation avait été levée en 2001 pour les producteurs d'électricité et en 2003 pour les centrales à cogénération, ne demeurant en vigueur que pour les tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution.

M. Leszek Juchniewicz a ensuite indiqué que le contrôle de l'URE portait aussi sur les opérations d'achat et de vente d'électricité, tout opérateur souhaitant vendre de l'électricité devant avoir une concession. Il a précisé que les contentieux, notamment en cas de rupture d'approvisionnement de la part d'un fournisseur, étaient également tranchés par l'URE. Expliquant qu'une bourse de l'électricité (POLPEX) existait en Pologne mais que le volume échangé ne représentait que 1 000 mégawattheures (MWh), soit 1 % du volume total consommé, il a souligné que 70 % du marché étaient représentés par les contrats à long terme entre producteurs et grandes entreprises, dont certains n'expireront qu'en 2025. Relevant que, paradoxalement, le prix de l'électricité dans ces contrats (160 zlotys le MWh) était 30 % plus cher que le prix de marché (120 zlotys le MWh), il a précisé qu'un projet de loi allait prochainement les supprimer, conformément aux souhaits de la Commission européenne qui estime que ces contrats constituent une aide publique illégale.

S'agissant enfin de la sécurité d'approvisionnement, il a estimé que la Pologne n'était pas menacée, au moins à court terme, mais qu'à plus long terme, la vétusté des réseaux et la croissance de la demande d'électricité, de l'ordre de 3 % par an, rendront nécessaire d'investir pour moderniser les installations et construire de nouvelles capacités, notamment nucléaires. A cet égard, observant que le gouvernement avait décidé de réactiver cette énergie, mais hors du territoire en raison du traumatisme de la catastrophe de Tchernobyl encore présent dans l'opinion, en participant au financement d'une centrale nucléaire en Lituanie, il s'est inquiété du coût potentiel du renforcement de l'interconnexion avec ce pays devant en résulter.

V. Entretien avec M. Jacek Socha, président de PSE SA (gestionnaire du réseau de transport de l'électricité), et M. Pawel Urbański, vice-président

Présentant les principales caractéristiques de la situation polonaise dans le domaine électrique, **M. Jacek Socha** a notamment indiqué que l'harmonisation progressive des prix en Europe avait conduit à une importante croissance des prix polonais, quand bien même ils sont encore largement inférieurs à la moyenne européenne exprimée en euros (54 contre 72 euros), que l'écrasante suprématie du charbon et du lignite dans le bouquet électrique

national (96 %, alors que la moyenne européenne est de 25 %) rendrait les évolutions nécessaires longues et onéreuses, voire douloureuses, notamment au regard des nouvelles exigences de l'Union européenne (UE) (qui imposeraient théoriquement une réduction de plus de 40 % des émissions de CO₂ entre 2003 et 2008), et que la modernisation des installations existantes, dont 40 % datent de plus de 30 ans et 34 % de 20 à 30 ans, ajoutée à la création de capacités de génération supplémentaires pour répondre à la croissance de la demande, nécessiterait d'installer chaque année entre 0,8 et 1,5 gigawatts d'ici 2025. Dans ce contexte, il a expliqué que les besoins de financement prévisibles d'ici 2015 étaient de l'ordre de 11 à 17 milliards d'euros, dont entre 6 et 9 pour la génération, 2 et 4 pour la protection environnementale, et 3 et 4 pour les réseaux de transport et de distribution. Il a conclu en soulignant la fragmentation du système électrique polonais dans le domaine de la production (où une dizaine de sociétés se partage le marché, dominé à 70 % par des entreprises publiques, dont la plus importante, BOT SA, détient 40 %) comme dans celui de la distribution (neuf sociétés, dont deux privées qui ne détiennent que 14 % du marché), et en observant que le réseau de transport était totalement détenu par l'opérateur public PSE.

M. Jacek Socha a ensuite rappelé que le plan gouvernemental visant à améliorer la compétitivité du marché de l'électricité, décidé en 2006, s'appuyait sur quatre piliers : la consolidation du secteur, la privatisation, la restructuration et l'élimination des contrats à long terme. Il a précisé que l'objectif de la consolidation était de créer quatre groupes énergétiques verticalement intégrés sur toute la chaîne de valeur, dont un « champion national » qui sera *Polish energy group* (PEG), que la privatisation des deux groupes les plus importants sera assurée dans le cadre boursier et non par l'introduction d'actionnaires de référence, et que la restructuration conduira à l'achèvement de la séparation patrimoniale des réseaux de transport et de distribution, le Trésor polonais devant à terme détenir directement le capital de PSE.

Puis, en réponse aux questions des sénateurs, il a indiqué que l'objectif européen « des trois 20 » apparaissait très ambitieux pour la Pologne, qui est un pays encore peu riche, qui croît rapidement, que la structure de production assise sur le charbon et le lignite rend très dépendant des progrès technologiques réalisables dans le domaine de la captation et du stockage du CO₂, ainsi que du coût des installations en découlant, et qui ne dispose pas des ressources naturelles lui permettant de parier sur les énergies renouvelables (le pays est plat, peu venteux et peu ensoleillé). Il a ajouté qu'une rapide renonciation au charbon et au lignite pour diminuer drastiquement les émissions de CO₂ pourrait poser des problèmes en matière de prix, puisque le coût de « l'électricité verte » est deux à trois fois supérieur à celui de l'énergie carbonée, et de sécurité d'approvisionnement, puisque le gaz pouvant être substitué serait pour l'essentiel russe. Dans ce contexte, et compte tenu du temps nécessaire à la mise en œuvre d'un programme nucléaire une fois qu'il est décidé, **M. Jacek Socha** a souhaité qu'un « juste milieu » soit trouvé entre les attentes de l'UE et les possibilités effectives des Etats membres, et suggéré de rendre les objectifs plus

indicatifs qu'obligatoire ou, à défaut, que la Commission européenne répartisse la charge de manière différente selon les pays.

Par ailleurs, il a considéré que le système de transport polonais était satisfaisant et non discriminant, observant qu'aucune plainte n'avait été émise concernant l'accès au réseau. En revanche, il a souligné les difficultés que connaissait la Pologne avec certains de ses voisins, citant notamment la République tchèque, qui aurait résilié un contrat de manière illégale, et l'Allemagne, qui refuserait deux projets de nouvelles interconnexions.

VI. Entretien avec M. Antoni Pietkiewicz, membre du conseil d'administration de BOT SA, exerçant les fonctions de président

A titre liminaire, **M. Antoni Pietkiewicz** a rappelé qu'en 2006, la production d'électricité en Pologne avait été de 162 térawattheures (TWh) et la consommation de 150 TWh, soulignant la croissance rapide de celle-ci intervenue depuis l'adhésion du pays à l'Union européenne (UE) et la transformation des modes de vie qui en a résulté, et observant que les importations avaient représenté 4,7 TWh et les exportations 15,8 TWh. Il a précisé que le groupe BOT était le premier producteur d'énergie polonais, représentant un tiers de la production nationale avec 48 TWh, dont 27 vendus dans le cadre de contrats à long terme, que les trois centrales qu'il possède sont les plus modernes du pays, et qu'il compte 22 000 salariés, estimant que les évolutions actuelles du marché de l'électricité, notamment la libéralisation, avaient des répercussions sociales majeures pour ceux-ci. Enfin, il a indiqué que la puissance installée au niveau national était essentiellement assise sur le charbon et le lignite, le solde de la production étant assuré par l'hydroélectricité, le gaz et les énergies renouvelables (ENR).

Faisant ensuite référence aux pannes systémiques d'importance, **M. Antoni Pietkiewicz** a reconnu la fragilité des réseaux polonais, indiquant que s'ils étaient suffisants pour répondre à la demande à court terme, d'importants investissements seraient nécessaires à long terme pour les renforcer. Puis, s'agissant des objectifs européens en matière d'émission de gaz à effet de serre (GES), il a observé que si la Pologne était signataire du Protocole de Kyoto, le respect des contraintes européennes en matière d'émissions de CO₂ viendrait brider sa croissance, et jugé injuste une telle entrave au développement pour un pays dont la consommation d'électricité par tête d'habitant est déjà deux fois moindre que la moyenne européenne des quinze. Aussi, après avoir souligné que le potentiel national pour les ENR ne pourrait certainement pas dépasser 10 %, il a considéré que l'absence de précision dans les documents de la Commission européenne sur la répartition de l'objectif général des 20 % d'ENR permettait d'espérer que les prescriptions nationales soient fonction des capacités naturelles et géographiques de chaque Etat membre.

Puis, rappelant que la construction d'une centrale nucléaire avait été interrompue dans les années 1980 sous la pression de l'opinion publique

polonaise, il a jugé que même si celle-ci évoluait sur l'appréciation du nucléaire, la mise en œuvre d'un nouveau programme nucléaire pouvant être productif avant 2020 semblait difficile à envisager.

S'agissant du marché de l'électricité, **M. Antoni Pietkiewicz** a estimé que les prix étaient grevés par de trop nombreuses taxes (environnementales, droits d'accises, TVA) qui brident la modernisation du secteur énergétique, lequel ne dispose pas des capacités financières suffisantes pour investir. Il a en revanche considéré que la régulation du marché était satisfaisante, le ministère de l'énergie devant élaborer tous les quatre ans un plan de développement des capacités énergétiques, les opérateurs devant réaliser chaque année un plan de satisfaction de la demande et, en cas d'insuffisance, l'autorité de régulation pouvant organiser des appels d'offre pour rééquilibrer le marché.

Estimant que la Commission européenne se préoccupait trop peu des nouveaux États-membres en matière d'interconnexions, qu'il a pourtant jugées nécessaire, **M. Antoni Pietkiewicz** a considéré indispensable de standardiser les normes techniques au niveau européen, soulignant que si l'idée d'un régulateur unique européen méritait réflexion, il fallait dans un premier temps instituer une coordination plus forte des opérateurs de réseaux. Quant à la séparation patrimoniale, il s'est déclaré favorable aux propositions de la Commission dans le domaine du transport, mais a trouvé excessives celles concernant la distribution.

Vendredi 6 avril

VII. Petit-déjeuner de travail avec Mme Françoise Pépin, directrice de Dalkia Polska, et M. Jean-Pierre Corbin, directeur général adjoint, Mme Alfreda Switek, directeur financier d'Electrabel Polska, et M. Philippe Vavasseur, président d'EDF Polska

Mme Françoise Pépin a souligné que le système électrique polonais allait être fortement affecté par la législation européenne en matière environnementale, qui ne prend pas suffisamment en compte la situation des PECO, dont les infrastructures sont vieillissantes et, s'agissant de la Pologne en particulier, très dépendantes du charbon et du lignite. Confirmant cette observation, **M. Philippe Vavasseur** a estimé qu'avec la croissance attendue de l'économie polonaise, la surcapacité du pays allait disparaître. Il a ensuite évoqué l'intérêt environnemental et économique de la cogénération, domaine dans lequel EDF Polska est bien positionné, et attiré l'attention sur l'importance de mettre en place un système qui répartisse de manière rationnelle les droits à émission de CO₂ entre les secteurs économiques. Il a enfin relevé les coûts colossaux d'adaptation des unités de production existantes aux nouvelles normes communautaires, venant après ceux déjà consentis pour satisfaire aux obligations imposées sur la période 2004-2008.

Après que **Mme Alfreda Switek** a estimé que la diminution de 29 % du total d'allocation de droit d'émission envisagé pour la période 2008-2012 allait en effet poser des problèmes considérables aux électriciens polonais, **M. Philippe Vavasseur** a expliqué que le futur projet de loi sur la suppression des contrats à long terme allait également créer un certain nombre de difficultés en remettant en cause les conditions d'entrée des opérateurs sur le marché. Puis, il a estimé que, compte tenu des enjeux de croissance et de renouvellement du parc électrique polonais, toutes les options de production devaient être envisagées, y compris le nucléaire et le charbon propre, puisque cette dernière ressource, très abondante en Pologne, est un atout pour le pays et contribue à son indépendance énergétique.

M. Jean-Pierre Corbin a ensuite abordé le double discours des autorités polonaises qui, tout en déclarant bienvenus les investisseurs étrangers, stigmatisent les « voleurs » qui viendraient piller l'économie du pays à la faveur des privatisations. Indiquant que des demandes d'investissements dans des capacités de production avaient été récemment refusées, il en a trouvé la cause dans la volonté récente du gouvernement de créer, par son projet de restructuration du secteur, un champion national, tout en observant que les capitaux polonais ne semblaient pas en mesure de satisfaire aux besoins potentiels.

Enfin, **Mme Alfreda Switek** a fait part de ses craintes vis-à-vis de la consolidation envisagée du secteur électrique, estimant qu'il n'était pas propice pour le développement du marché de l'électricité que 60 % du secteur énergétique demeure la propriété de l'Etat, fut-ce en quatre entités distinctes.

Compte rendu du déplacement au Royaume-Uni
(18 et 19 avril 2007)

Composition de la délégation : MM. Bruno Sido, président, Jean-Marc Pastor et Michel Billout, rapporteurs, Mme Nicole Bricq, secrétaire, et MM. Philippe Dominati et Jackie Pierre.

Mercredi 18 avril		
14 h 30 – 16 h 30	Entretien avec MM. William Rickett , directeur général de l'énergie, Tim Abraham , directeur des marchés européens de l'énergie, Bryan Paynes , chargé de mission <i>Politique durable de l'énergie</i> , Steve Davies , chef du service de la sécurité de l'approvisionnement énergétique, Mme Sue Harrison , responsable des marchés européens de l'énergie, et M. Nick Trowell , analyste	Ministère du commerce et de l'industrie (DTI)
17 h 00 – 18 h 30	Entretien avec M. Steve Smith , Manager Director Markets de l' <i>Office of Gas and Electricity Markets</i> (OFGEM), Mme Sonia Brown , directrice de la stratégie européenne et des marchés durables, et M. Philipp Davies , directeur des marchés britanniques	OFGEM (Régulateur des marchés du gaz et de l'électricité)
20 h 00	Dîner à l'invitation de S.E. M. Gérard Errera , Ambassadeur de France, en présence de M. Jacques Audibert , ministre conseiller à la Chancellerie diplomatique, Mme Alice Guitton , première secrétaire à la Chancellerie diplomatique, M. Diégo Cola , premier secrétaire à la Chancellerie diplomatique, M. Pierre Grandjouan , conseiller économique à la mission économique, et M. Saïd Rahmani , attaché économique à la mission économique	Ambassade de France
Judi 19 avril		
10 h 30 – 12 h 30	Entretien avec MM. Jean-Louis Malon , Executive director de <i>Morgan Stanley</i> , John Woodley , Managing Director, et Benjamin Amsallem , Vice President, Mme Irene Otero-Novas , Executive Director, et M. François de Nanteuil , analyste	Morgan Stanley
12 h 45 – 14 h 15	Déjeuner de travail, à l'invitation de M. Jean-Pierre Laboureix , ministre conseiller, chef des services économiques, avec Mme Nicola Pitts , Head of UK and EU Public Policy du <i>National Grid</i> (gestionnaire du réseau de transport du gaz et de l'électricité)	Mission économique
14 h 30 – 16 h 00	Entretien avec M. Paddy Tipping , député du <i>Labour Party</i> , président du <i>Parliamentary Group on Energy Studies</i> (PGES)	House of Commons

Mercredi 18 avril

I. Entretien avec MM. William Rickett, directeur général de l'énergie au ministère du commerce et de l'industrie (DTI), Tim Abraham, directeur des marchés européens de l'énergie, Bryan Paynes, chargé de mission *Politique durable de l'énergie*, Steve Davies, chef du service de la sécurité de l'approvisionnement énergétique, Mme Sue Harrison, responsable des marchés européens de l'énergie, et M. Nick Trowell, analyste

M. William Rickett a indiqué que le Royaume-Uni faisait face à deux « grands défis » : la sécurité d'approvisionnement et la lutte contre le changement climatique. Le pays s'inscrit depuis toujours dans un cadre concurrentiel et ne souhaite pas « créer d'obstacles inutiles aux investisseurs ». Ainsi, le gouvernement ne définit pas lui-même le bouquet de production électrique, l'ensemble des nouvelles installations (de production, de transport, etc.) devant être le fruit de l'initiative des acteurs privés. Mais pour parvenir aux objectifs fixés pour répondre aux défis, il convient d'orienter le marché, en particulier en « reflétant le coût du carbone » dans ses mécanismes.

M. William Rickett a estimé que l'analyse de la libéralisation du secteur au Royaume-Uni, engagée il y a 17 ans et dont le principe fait l'objet d'un consensus dans l'opinion publique, démontre que le marché répond de façon adéquate aux besoins du pays, même si des tensions sont apparues au cours de l'hiver 2005-2006 en raison de la crise gazière, et si certaines infrastructures peuvent sembler devoir être modernisées ou augmentées. Le gouvernement britannique doit publier à la mi-mai 2007 un livre blanc exprimant ses grandes orientations stratégiques en matière d'énergie. Ce document devrait évoquer la question de la production d'électricité par des centrales nucléaires, mode sur lequel les consultations doivent reprendre afin d'aboutir à une décision définitive à l'automne 2007.

S'agissant de la prise en charge du démantèlement des sites nucléaires, **M. William Rickett** a distingué le présent du futur. Il a ainsi expliqué que le solde de l'héritage du passé relevait de l'Autorité de démantèlement nucléaire (NDA), créée par la loi en 2005 et dont le budget, soit 3 milliards de livres (environ 4,5 milliards d'euros) par an, provient pour moitié d'une subvention du gouvernement et pour l'autre moitié du revenu de ses activités commerciales, la NDA possédant les centrales nucléaires (de ce fait, la part des subventions est appelée à croître au fur et à mesure que les centrales fermeront). Quant à l'avenir, le secteur privé choisissant d'exploiter de nouvelles centrales devra en assumer le coût complet, démantèlement et coût de gestion des déchets inclus.

Puis il est convenu que, les ressources gazières de la mer du Nord déclinant et n'assurant d'ores et déjà plus l'autosuffisance du pays, la sécurité d'approvisionnement constituera un défi. Marginale aujourd'hui (de l'ordre de

4 %, contre environ 35 % pour le charbon, 40 % pour le gaz et 20 % pour le nucléaire), la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables (ENR) devra, grâce à un mécanisme de soutien, passer à 10 % en 2010 et 20 % en 2020.

La question de la création d'un régulateur européen de l'électricité et du gaz lui semble prématurée pour ce qui concerne la « régulation normative ». Elle ne paraît même pas souhaitable s'il entrerait dans les compétences d'un tel organisme de réguler le fonctionnement des marchés, qui restent largement à harmoniser. Puis, expliquant la hausse des prix de l'électricité par celle du pétrole et du gaz, **M. William Rickett** a exprimé sa conviction qu'un marché libre était le meilleur moyen d'avoir des prix bas sur le long terme. Admettant l'impact sur les prix que devrait avoir la taxe carbone, il a estimé possible que le seul jeu du marché permette la construction de nouvelles centrales nucléaires.

Interrogé par les sénateurs sur la façon dont le Royaume-Uni entendait atteindre les objectifs européens en matière d'ENR tout en laissant agir le marché, il a résumé l'action du gouvernement en trois points : obligation pour les fournisseurs d'électricité d'acheter une proportion d'électricité d'origine renouvelable ; obligation, pour ces mêmes acteurs, d'investir dans les économies d'énergie ; régulation en matière de normes de construction et d'appareils électriques. Le livre blanc devrait cependant préconiser un traitement différencié entre les ENR, le système actuel favorisant surtout les sources « presque » matures, comme les éoliennes. En outre, ont précisé ses collaborateurs, le Gouvernement publie une documentation abondante et précise sur l'évolution des besoins et du marché afin que les acteurs de la filière puissent faire leurs choix de façon rationnelle et optimale.

Ceux-ci ont ensuite défendu la séparation patrimoniale entre producteurs d'électricité et gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de façon à éviter les situations de conflits d'intérêts et à assurer un jeu de la concurrence transparent. Il revient, d'autre part, au régulateur de s'assurer du respect des normes de fonctionnement du réseau et de contrôler l'adéquation des investissements.

Puis, ayant constaté que le réseau britannique avait été construit de façon à assurer l'autosuffisance d'un pays insulaire, ils se sont déclarés favorables au principe de développement des interconnexions avec le continent, tout en laissant au marché la responsabilité de la construction de telles infrastructures. Au sujet de l'opérateur *British Energy*, exploitant de centrales nucléaires qui a dû être sauvé de la faillite par l'Etat en 2002, six ans après sa privatisation, ils sont convenus qu'une telle faillite n'aurait pas été acceptable, tout en la situant dans le cadre d'un passé regrettable qu'il convenait de solder.

Enfin, pour ce qui concerne la recherche en matière d'énergie, les collaborateurs de M. William Rickett ont reconnu une baisse des investissements ces dix dernières années, à laquelle le gouvernement compte répondre par des

partenariats public-privé et par la création d'un Institut de l'énergie (*Energy Technology Institute - ETI*) réunissant des chercheurs des secteurs public et privé. Au niveau international, le Royaume-Uni joue un rôle au sein de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et participe à des programmes-cadres, notamment sur les ENR. La philosophie générale du gouvernement concernant la recherche est qu'il revient aux entreprises de faire de la R&D proche du marché et à l'Etat d'opérer une recherche plus en amont, le Royaume-Uni consacrant environ 3 milliards de livres (4,5 milliards d'euros) par an à cet effort.

II. Entretien avec M. Steve Smith, Manager Director Markets de l'*Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM), Mme Sonia Brown, directrice de la stratégie européenne et des marchés durables, et M. Philip Davies, directeur des marchés britanniques

Après avoir affirmé que la réussite de la libéralisation du marché de l'électricité et du gaz engagée il y a dix-sept ans - qui a permis le remplacement des centrales à charbon par des centrales à gaz, le maintien d'un prix moyen de l'électricité très bas, de hauts niveaux d'investissement et le développement d'une large gamme de produits bien adaptés aux besoins des industriels et des consommateurs - confirme que le marché et la concurrence permettent de répondre de façon adéquate aux défis actuels du remplacement du parc nucléaire et de l'amélioration de l'efficacité énergétique, **M. Steve Smith** a estimé que le marché de l'électricité britannique fonctionne désormais comme le marché hypothécaire. Puis il a précisé que si l'OFGEM a le pouvoir, en tant que régulateur, d'imposer ou de suivre un plan pluriannuel d'investissement, notamment par l'émission des licences d'exploitation, il avait renoncé à l'exercer de manière délibérée, pariant sur le fait que le marché serait à même de procéder aux choix les plus efficaces en la matière, y compris en ce qui concerne les investissements dans les capacités de pointe. Dans ce contexte, le rôle de l'OFGEM se borne à informer les acteurs du marché de la manière la plus précise possible, en particulier par la publication de rapports prospectifs, et la plus rapide, puisque le temps de réaction des investisseurs est très raccourci face à la volatilité toujours plus grande des prix.

Puis, **M. Philip Davies** a expliqué le fonctionnement de l'OFGEM, qui est financé par un prélèvement sur les factures des consommateurs particuliers et industriels de gaz et d'électricité. Il a précisé que son président, nommé par une autorité indépendante du pouvoir et ne pouvant être démis, est totalement indépendant du Gouvernement, qu'il peut du reste critiquer s'il estime que la protection des clients actuels et futurs des marchés du gaz et de l'électricité n'est pas assurée par les décisions publiques.

En ce qui concerne les prix, **M. Steve Smith** a reconnu que l'insuffisance des capacités de production, comme une organisation du marché qui était inflationniste, ont pu faire craindre, au début, une hausse pour les industriels. Mais la transparence et la compétitivité sur le marché de gros, ainsi que les capacités de négociation des industriels, tant sur les prix que sur l'adaptation à la demande des produits offerts, ont rapidement conduit à un

équilibre satisfaisant. Quant aux ménages, dont la moitié a changé de fournisseur depuis la libéralisation du marché des particuliers, il y a neuf ans, le rôle des pouvoirs publics se limite à les informer et les éduquer pour les aider à effectuer le meilleur choix, et à s'assurer que les groupes de clients vulnérables, tels les retraités ou les personnes de revenus modestes, peuvent accéder correctement au marché, sans être victimes d'abus de faiblesse.

Après que **Mme Sonia Brown** eut indiqué que la séparation patrimoniale (*unbundling*) en Angleterre et au Pays de Galles avait été plus facile à réaliser dans le secteur du gaz que dans celui de l'électricité, et que l'Ecosse avait choisi le modèle ISO, **M. Steve Smith** a précisé qu'une étude universitaire avait démontré que les investissements guidés par le marché avaient spontanément fait émerger un bouquet énergétique ne se distinguant que de quelques dixièmes de points de ce que serait le modèle théorique optimal pour la Grande-Bretagne, y compris en ce qui concerne les sources d'approvisionnement en gaz, qui sont nombreuses et diversifiées. Il a ajouté que seuls les réseaux de transport, qui sont des monopoles, font tous les cinq ans, à l'issue d'un long processus de dix-huit mois d'enquêtes tous azimuts, l'objet d'une décision publique, susceptible d'appel, sur la rentabilité des investissements qui, dans l'électricité, est de l'ordre de 4 % après impôt. Ayant observé que les gestionnaires de réseaux semblent satisfaits de ce mécanisme puisqu'ils investissent, qu'aucune décision de l'OFGEM n'a donné lieu à un appel depuis dix ans et que pratiquement toutes les sociétés de réseaux ont changé de propriétaire, il a précisé que les amendes décidées par l'OFGEM en cas d'observation de certains obligations de la licence pouvaient représenter jusqu'à 10 % du chiffre d'affaires et que leur produit était versé au ministère des finances.

Indiquant ensuite que plus de trois millions de foyers consacrent plus de 10 % de leurs revenus à leur facture énergétique, il a estimé que c'est principalement la conception de l'habitat qui posait problème car elle conduit à une forte déperdition de l'énergie. Il a donc jugé qu'il revenait à la puissance publique d'engager une politique d'aide à l'amélioration de l'efficacité énergétique de l'habitat et non d'influer artificiellement sur le marché pour faire baisser le prix de l'électricité, voire d'aider financièrement des clients dits vulnérables à la payer.

S'agissant enfin de la perspective de créer un régulateur européen, **M. Steve Smith**, après avoir rappelé que le président en exercice de l'ERGEG est Sir John Mogg, le président de l'OFGEM, et souligné la nécessité que des régulateurs efficaces et indépendants promeuvent les mécanismes de marché et luttent contre des « géants » qui s'opposent à ces mécanismes, a estimé que, face aux obstacles politiques manifestes, le pragmatisme devait l'emporter et se satisfaire d'une situation où les régulateurs nationaux, les coopérations régionales et le partage des expériences permettent d'assurer une régulation globalement correcte.

Jeudi 19 avril

III. Entretien avec M. Vincent de Rivaz, directeur général d'EDF Energy

A l'occasion de sa présentation de l'activité d'*EDF Energy* -qui, au Royaume-Uni, est notamment le leader de la distribution et l'entreprise qui alimente le plus grand nombre de clients industriels- et de l'organisation du marché britannique de l'électricité, qui s'est fortement consolidé avec la libéralisation engagée il y a plus de quinze ans **M. Vincent de Rivaz** a souligné l'âpreté de la compétition concurrentielle dans le pays, qui lui semble être la plus dure en Europe. Il a toutefois relevé la très grande crédibilité du régulateur, qui dispose des outils adaptés à sa mission et les utilise avec efficacité, notamment lors de la fixation, tous les cinq ans, du régime tarifaire d'accès et d'utilisation des réseaux. Il a ajouté que, pour ce qui concerne les activités non régulées, l'OFGEM s'efforce d'intervenir le moins possible, s'attachant à vérifier que le marché fonctionne correctement, que la concurrence est respectée par tous les acteurs et que les prix, qui se forment librement, ne sont suspects d'aucune entente.

Après avoir considéré que les prix britanniques de l'électricité s'inscrivaient dans la moyenne européenne, il a indiqué que le taux de retour sur investissement dans les réseaux de transport, en s'établissant à environ 9 %, était très supérieur à la limite inférieure fixée par le régulateur. A cet égard, il a observé que la bonne santé de *National Grid*, le gestionnaire du réseau de transport, s'exprime par sa cotation en bourse et par le fait qu'il réalise hors du Royaume-Uni la moitié de son chiffre d'affaire. Il a par ailleurs estimé que la liaison sous-marine transmanche, qui fonctionne dans les deux sens puisqu'il arrive que le Royaume-Uni approvisionne la France, avait vocation à voir sa capacité augmenter pour améliorer la connexion entre la Grande-Bretagne et le continent.

Puis **M. Vincent de Rivaz** a expliqué le contenu de l'*Energy Review*, revue de politique énergétique du gouvernement britannique ayant pour fil conducteur que les réponses aux problèmes énergétiques du pays, en matière de sécurité d'approvisionnement, d'impact environnemental et de compétitivité des prix, doivent être conçues comme un accompagnement du marché. S'agissant plus particulièrement de la sécurité d'approvisionnement, il a souligné que le gouvernement prenait en compte, depuis deux ans environ, les conséquences géopolitiques d'un recours massif aux importations de gaz entraîné par l'arrêt programmé des centrales à charbon et la fermeture des centrales nucléaires à partir de 2017, qui font courir au pays un risque portant sur près du tiers de ses capacités de production actuelles. Il est donc nécessaire de donner dès aujourd'hui aux investisseurs les signaux leur permettant d'engager un programme, notamment nucléaire, visant à éviter que, dans les années 2020, 80 % de la production britannique d'électricité soit assurée par du gaz importé.

Soulignant que jamais les conditions n'avaient été aussi favorables à la relance de la filière nucléaire au Royaume-Uni, il a indiqué qu'*EDF Energy* était d'ores et déjà en mesure de proposer un projet de centrale répondant aux critères fixés par le gouvernement pour garantir son acceptation politique et sociale. En particulier, ce projet ne nécessite aucune subvention publique, le marché étant à même de le financer totalement, y compris ses phases de démantèlement et de stockage des déchets (les coûts anticipés figurant au bilan de l'exploitant en tant qu'actifs dédiés, sous le contrôle d'une autorité de régulation). Après avoir souligné que le nucléaire contribuait, au sein d'un bouquet électrique, à une moindre volatilité des prix, **M. Vincent de Rivaz** a estimé que l'avenir dépendrait pour beaucoup de la capacité des pouvoirs publics à construire un système de tarification des émissions de CO₂ qui soit crédible et permette aux investisseurs de bâtir des plans de financement stables, observant à cet égard que le coût prévisionnel du mégawattheure produit par l'EPR de Flamanville (46 euros) était parfaitement compétitif par rapport au coût de l'électricité produite au gaz ou charbon, y compris si le prix du carbone reste peu élevé. Il a cependant reconnu que l'acceptabilité sociale constituait également un élément essentiel de la problématique du nucléaire, observant que l'environnement était devenu un enjeu politique majeur au Royaume-Uni et que la défiance des Britanniques envers l'atome tenait pour beaucoup à la confusion historique, résultant de l'organisation de la filière dans le pays, entre le civil et le militaire. Sur ce dernier point, il a ajouté que si une Autorité de sûreté nucléaire, forte, indépendante et compétente, existe, l'effort de recherche et développement dans la filière est à la fois modeste et trop dispersé pour être efficace (inexistence d'un organisme comparable au CEA).

Enfin, aux questions des sénateurs, **M. Vincent de Rivaz** a répondu que les Britanniques, tout en prêtant au marché toutes les vertus, n'étaient pas opposés à des ajustements dans le domaine de l'énergie, comme en témoignent l'appel d'offres récemment lancé pour développer un prototype de centrale à charbon propre ou les efforts consentis en faveur de l'éolien, malgré les faiblesses et le coût élevé de ce mode de production. Puis, après avoir estimé que l'optimisation du marché européen de l'électricité passait par le développement des interconnexions, il a jugé que la séparation patrimoniale (*unbundling*) ne constituait pas un sujet pertinent et que la Commission européenne devrait davantage se préoccuper de la coordination entre les gestionnaires de transports comme entre les régulateurs, de l'harmonisation de leurs règles et de la mutualisation de leurs expériences.

IV. Entretien avec MM. Jean-Louis Malon, Executive director de *Morgan Stanley*, John Woodley, Managing Director, Benjamin Amsallem, Vice President, Mme Irene Otero-Novas, Executive Director, et M. François de Nanteuil, analyste

Après avoir brièvement présenté les activités de *Morgan Stanley* sur les marchés énergétiques depuis 25 ans, précisant notamment que sa société traite chaque année des volumes correspondant à la production d'EDF et

qu'elle intervient également en tant qu'acteur sur le marché physique (cogénération aux Pays-Bas et aux Etats-Unis, réseau de transport, méthaniers...), **M. Jean-Louis Malon** a estimé que la sécurité de l'approvisionnement en électricité résultait essentiellement de l'efficacité du fonctionnement du marché.

Puis, expliquant qu'à l'instar de l'ensemble des prix, ceux de l'électricité se formaient, à tout moment, par la rencontre d'une offre et d'une demande sur un marché, **M. Benjamin Amsallem** a souligné la spécificité de la courbe de la demande d'électricité : sa grande inélasticité aux prix (cette courbe ne varie de façon significative qu'en cas de très forte hausse des prix). Cette caractéristique, combinée avec le caractère non stockable de l'électricité, explique la volatilité importante du prix de cette commodité, qui s'aligne sur le coût marginal d'exploitation de la dernière unité nécessaire pour satisfaire à la demande. Il a estimé qu'un tel fonctionnement était le seul possible dans un marché concurrentiel, tout autre calcul (en particulier celui du coût moyen pondéré) ne pouvant, faute de rentabilité garantie, inciter les opérateurs à investir dans des infrastructures qui, bien qu'elles ne fonctionnent que quelques heures par an, assurent la sécurité d'approvisionnement électrique du pays. Si ces « signaux » du marché sont donc indispensables, les acteurs ont toutefois la possibilité de se « couvrir » par des contrats à terme (contrats de base et contrats de pointe) pouvant servir de base, par la maîtrise des risques qu'ils autorisent, à la construction de nouveaux moyens de production.

M. Jean-Louis Malon a ensuite décrit l'action de *National Grid*, le gestionnaire du réseau de transport, responsable de la sécurité physique du système, qui gère les congestions internes en modifiant la répartition des producteurs et en achetant de la capacité de réserve, chaque jour ou à l'avance.

A cet égard, **M. Benjamin Amsallem** a exprimé l'opposition de *Morgan Stanley* au développement de l'intégration verticale (*i.e.* producteurs / fournisseurs) des acteurs du marché britannique de l'électricité, y voyant le signe d'un mauvais fonctionnement du marché de l'ajustement (*i.e.* les échanges marginaux effectués sous l'égide de *National Grid* pour ajuster à tout instant l'offre à la demande). A l'image de ce qui se passe en France, le système actuel propose deux prix différents pour les déviations à la hausse et à la baisse des programmes annoncés la veille par les opérateurs, qu'ils soient producteurs ou fournisseurs. Les prix sont déterminés par une enchère, les participants qui offrent une modification de leur programme obtenant dès lors un prix ne correspondant pas au prix marginal. Un tel système découragerait l'offre de services d'ajustement tant les nouveaux entrants non intégrés (car il augmente leur risque d'erreur) que les producteurs indépendants (une défaillance devenant trop pénalisante). De plus, il envoie un mauvais signal à d'éventuels nouveaux producteurs, qui ne pourraient vendre leurs éventuels excédents au prix « normal » du marché. Aussi, contestant que l'intégration verticale soit une tendance de fond plutôt positive, du fait de la lourdeur des investissements productifs à consentir, il a jugé qu'elle s'opposait à l'optimisation du marché, estimant qu'un producteur privilégiera les contrats à

long terme et à coût complet, tandis qu'un fournisseur de détail voudra, lui, être payé pour la seule capacité qu'il utilise.

Enfin, après avoir montré la forte corrélation entre les prix du gaz et de l'électricité au Royaume-Uni, les centrales au gaz assurant la production marginale durant la grande majorité des heures de l'année, **M. Benjamin Amsallem** a insisté sur l'importance d'avoir une forte visibilité sur les courbes à terme à la fois sur l'électricité et sur les combustibles, et sur la nécessité de diminuer le risque politique. A cet égard, il a jugé indispensable de clarifier le fonctionnement du marché du carbone au-delà de 2012.

A l'issue de cet entretien, les responsables de *Morgan Stanley* ont fait visiter aux membres de la délégation sénatoriale la salle des marchés « Energie ».

V. Déjeuner de travail avec Mme Nicola Pitts, Head of UK and EU Public Policy de *National Grid*

Mme Nicola Pitts a tout d'abord précisé que *National Grid* gère les réseaux de transport du gaz et de l'électricité en Angleterre et au Pays de Galles, une partie du réseau écossais et, en liaison avec RTE, l'interconnexion entre le Royaume-Uni et la France, dont la capacité pourrait être prochainement augmentée, ainsi que, dans un proche avenir, la liaison avec les Pays-Bas. Elle a ajouté que l'entreprise avait aussi une importante activité à l'étranger, notamment aux Etats-Unis où sa filiale occupe la deuxième place sur un marché extrêmement fragmenté et organisé autour du modèle ISO.

Puis elle a expliqué qu'alors que la responsabilité de la sécurité d'approvisionnement du Royaume-Uni en électricité dépend exclusivement, s'agissant du transport, de *National Grid* et des deux transporteurs écossais, la situation est plus partagée en ce qui concerne l'équilibre entre l'offre et la demande : en effet, si le marché est seul responsable à moyen et long terme, l'équilibrage à court terme dépend à la fois du marché et de l'ajustement réalisé par *National Grid* en flux tendu (on compte environ six cents actions par jour, les producteurs annonçant leur offre une heure avant l'horaire de référence et l'équilibre étant réalisé dans la demi-heure le précédant).

Après avoir considéré que l'adoption du nouveau « Paquet énergie » par l'Union européenne aurait un impact sur l'approvisionnement du Royaume-Uni en électricité, **Mme Nicola Pitts** a estimé que le terme de sept ans retenu pour les prévisions effectuées en matière de production et de consommation d'électricité était trop court, indiquant que des négociations étaient menées avec le ministère du commerce et de l'industrie (DTI) pour au moins rapprocher ce terme de celui en usage pour le gaz (dix ans), matière première dont la production d'électricité est du reste très dépendante, voire le porter à un plus long terme encore.

Elle a ensuite expliqué les modalités du contrôle du régulateur (l'OFGEM) sur les prix et la qualité de l'accès au réseau de transport (décision quinquennale après enquête sur l'établissement du tarif et adaptation

annuelle), la manière dont tout producteur défaillant par rapport à son offre prévisionnelle est sanctionné par une amende, les contraintes du marché d'ajustement et leurs effets sur le prix de l'électricité lorsque la demande s'accroît brutalement (effet « five o'clock tea »), et les difficultés résultant des interconnexions entre des systèmes relativement différents, notamment en termes de régulation (la future liaison entre le Royaume-Uni et les Pays-Bas étant citée comme exemple). S'agissant du mix énergétique et de la localisation des centrales de génération, **Mme Nicola Pitts** a considéré qu'il revenait aux producteurs d'en décider en fonction des indications du marché et sous la seule contrainte régalienne du respect des normes techniques permettant la connexion aux réseaux, lequel est vérifié par l'OFGEM lors de l'attribution de la licence d'exploitation. Elle a cependant reconnu que la question du nucléaire dépendait pour beaucoup des prochaines décisions politiques du Gouvernement en la matière, et que des paramètres « naturels » devaient également être pris en compte (le développement de l'électricité éolienne se faisant essentiellement dans le nord de l'Ecosse, où il y a beaucoup de vent mais peu de consommateurs, ce qui va nécessiter la constructions de nouvelles lignes de transport vers le sud du Royaume-Uni).

Elle a conclu sur la nécessité de faciliter, par la modernisation des procédures de consultation publique et le raccourcissement de leurs délais, la construction des ouvrages de génération comme de transport d'électricité, observant que les besoins seraient considérables au Royaume-Uni dans les quinze prochaines années pour satisfaire à l'accroissement de la demande d'électricité malgré la fin de la production charbonnière et l'arrêt progressif des centrales nucléaires actuellement en activité.

VI. Entretien avec M. Paddy Tipping, député du *Labour Party*, président du *Parliamentary Group on Energy Studies* (PGES)

Abordant en premier lieu la question du nucléaire, **M. Paddy Tipping** a estimé que l'objectif du gouvernement britannique était clair : faire remplacer les centrales devant être démantelées par de nouvelles unités nucléaires exclusivement financées par le secteur privé, le soutien public devant s'exprimer par des moyens autres que financiers, tels que des facilités pour l'obtention des permis de construire ou l'encouragement au débat public sur des sujets controversés comme la gestion des déchets. Indiquant que la part de 20 % du bouquet électrique du pays représentée par du nucléaire serait très difficile à compenser si elle devait faire défaut à l'avenir, il a reconnu que 60 % des Britanniques étaient opposés à cette source de production électrique.

Puis il a relevé qu'en raison du déclin des ressources d'hydrocarbures de la mer du Nord, la sécurité de l'approvisionnement électrique du pays tendait à préoccuper les autorités britanniques davantage qu'auparavant. En effet, selon les estimations les plus récentes, 80 % de l'électricité du royaume aurait une origine gazière en 2050, 90 % du gaz devant alors être importé. Or, le pays « est en bout de pipe-line », les récentes crises ukrainienne et bélarusse

ayant été particulièrement inquiétantes en illustrant sa dépendance à l'égard de la Russie. **M. Paddy Tipping** a d'ailleurs souligné que lorsque *Gazprom* a essayé d'acquérir l'énergéticien britannique *Centrica*, le gouvernement, afin de ne pas accroître davantage la dépendance du Royaume-Uni envers le gaz russe, a fait connaître son opposition à une telle opération, en contradiction complète avec sa politique traditionnellement libérale et non interventionniste à l'égard des investissements étrangers.

Il a ensuite déclaré que le Livre blanc du gouvernement sur l'énergie devant être publié dans le courant du mois de mai 2007 préconiserait sans doute une efficacité énergétique accrue ainsi qu'une augmentation substantielle de la part des énergies renouvelables (ENR) dans le bouquet énergétique. A cet égard, il a estimé que le premier objectif de 10 % d'ENR dès 2010 que fixera probablement ce Livre blanc serait plus sûrement atteignable en 2012 ou 2013, et que le second objectif de 20 % en 2020 semble lui aussi très ambitieux, au moment où l'éolien suscite une hostilité croissante des citoyens. En tout état de cause, il a indiqué que le gaz continuerait à être prépondérant dans le bouquet électrique britannique.

M. Paddy Tipping a, par ailleurs, estimé que la libéralisation du marché avait plutôt bien servi le consommateur britannique, malgré la hausse récente des prix dans le sillage de ceux du pétrole et du gaz, jugeant toutefois que la problématique de sécurité d'approvisionnement contraindrait peut-être les autorités à se montrer plus interventionnistes à l'avenir. Ainsi, il a souhaité que le Royaume-Uni soit mieux connecté avec le continent, ce qui diminuerait quelque peu la dépendance du pays à l'égard de la Russie. Invité à réagir sur la notion d'indépendance énergétique, après avoir jugé irréaliste l'ambitieux le plan britannique en faveur des ENR et relevé que le charbon dont dispose encore le pays présente le défaut d'être fortement émetteur de CO₂, il a réaffirmé sa conviction qu'il est nécessaire pour le Royaume-Uni d'engager la construction de nouvelles centrales nucléaires. Se félicitant que le gouvernement ne cherche pas esquiver le sujet et qu'un groupe comme EDF soit prêt, avec sa filiale *EDF Energy*, à réaliser des investissements dans ce domaine, il a toutefois rappelé que la question est au cœur du débat politique, le parti travailliste se montrant à présent plus pro-nucléaire que le parti conservateur et surtout que le parti libéral-démocrate, et que le principal défi restait de vaincre les réticences des citoyens face au nucléaire.

Concernant l'hypothèse de la rédaction d'une programmation pluriannuelle des investissements de production électrique au Royaume-Uni, **M. Paddy Tipping** a souligné que pendant longtemps, le marché a défini seul et de façon efficace la taille et la composition de l'outil de production. Il a donc jugé que, si le gouvernement peut préconiser au moins certains éléments du bouquet électrique tels que la part des ENR, l'approche la plus efficace est celle d'un marché orienté, en particulier par la définition d'un coût du CO₂ propre à inciter les investissements dans les nouvelles technologies.

Puis, au sujet de l'Europe de l'énergie, exprimant sa conviction que la tendance à la constitution d'un marché européen libéralisé de l'électricité,

dominé par quelques entreprises de grande taille, ne se démentirait pas, il a estimé que le sentiment d'avoir été « trop loin » en matière de dérégulation grandissait, y compris au Royaume-Uni, et qu'il était de plus en plus reconnu que la responsabilité politique incombant à la puissance publique était majeure en matière d'électricité. Interrogé sur l'idée de créer un régulateur européen de l'électricité, il l'a jugée prématurée tout en estimant qu'elle devait constituer un objectif à terme.

Enfin, à propos des mesures prises en faveur de l'efficacité énergétique, **M. Paddy Tipping** a fait part d'un plan national d'isolation des logements d'ici à 2017 qui devrait figurer dans le Livre blanc, ainsi que de l'existence de subventions gouvernementales aidant les plus démunis à engager des travaux destinés à économiser l'énergie.

Compte rendu du déplacement en Italie
(23 et 24 avril 2007)

Composition de la délégation : MM. Bruno Sido, président, Jean-Marc Pastor et Michel Billout, rapporteurs, Ambroise Dupont, Mme Elisabeth Lamure et M. Jackie Pierre.

Lundi 23 avril 2007		
13 h 00 – 14 h 45	Déjeuner de travail avec MM. Bruno d’Onghia , président d’EDF Italia, Umberto Quadrino , administrateur délégué d’Edison, Jean-Marie Metzger , ministre-conseiller, chef de la mission économique de Rome, Ludovic Doyonnette , chef de secteur, et Mlle Caroline Rey , attachée sectorielle	Ristorante Da Fortunato
15 h 00 – 16 h 30	Entretien avec MM. Alessandro Ortis , président de l’AEEG, Carlo Crea , secrétaire général, Guido Bertoni , directeur des marchés, Massimo Ricci , responsable des mécanismes d’ajustement, du transport et des stockages à la direction des marchés, Egidio Fedele dell’Oste , directeur des tarifs, et Mmes Marcella Pavan , responsable gestion et contrôle de la demande d’énergie à la direction des consommateurs et de la qualité des services, et Aurora Rossodivita , responsable des relations institutionnelles et internationales	Autorité pour l’énergie électrique et le gaz (AEEG)
17 h 00 – 18 h 00	Entretien avec M. Luigi Fiorentino , chef de cabinet du président de l’AGCM, Mme Roberta Angelini , assistante du chef de cabinet, Mme Ombretta Main , directeur énergie, et M. Andrea Venanzetti , directeur adjoint énergie	Autorité de garantie de la concurrence et des marchés (AGCM)
Mardi 24 avril 2007		
9 h 00 – 10 h 30	Entretien avec M. Luigi de Francisci , directeur des affaires réglementaires de TERNA, M. Luca d’Agnese , directeur des opérations Italie, Mme Cristina Pascucci et M. Sebastien Bumbolo , direction des affaires réglementaires	TERNA (gestionnaire du réseau de transport d’électricité)
11 h 00 – 12 h 30	Entretien avec MM. Denis Lohest , directeur général d’Electrabel Italia, Mario Rastelli , responsable des affaires réglementaires, Massimo Sapienza , responsable de la planification et de la communication, Claudio Cosentino , responsable de la planification et du développement, Pierluigi Noveri , conseiller, et Mme Vanessa Persi , responsable de la réglementation et du marché de l’énergie	AceaElectrabel

13 h 00 – 14 h 45	Déjeuner de travail avec SE M. Yves Aubin de la Messuzière , Ambassadeur de France, MM. Fulvio Conti , administrateur délégué du groupe ENEL, M. Alberto Bradanini , responsable des relations institutionnelles et internationales d'ENEL, Mme Francesca di Carla , responsable stratégie du groupe, M. Jean-Marie Metzger , ministre-conseiller, chef de la mission économique de Rome, et Mme Isabelle de Frayssinet , premier secrétaire, chargée des affaires politiques	Ambassade de France Palais Farnèse
15 h 00 – 16 h 30	Entretien avec M. Domenico Gaudio , responsable des affaires internationales à la direction générale de l'énergie et des ressources minières du ministère du développement économique, Mme Laura Antinarelli , bureau de la coordination électrique, Mme Rosella Basselica , bureau du marché électrique, et M. Gianfelice Poligioni , bureau de la distribution d'énergie électrique	Ministère du développement économique (MSE)

Lundi 23 avril

I. Déjeuner de travail avec M. Bruno d'Onghia, président d'EDF Italia, et M. Umberto Quadrino, administrateur délégué d'Edison

Après avoir présenté brièvement les activités d'EDF Italia et d'Edison, **MM. Bruno d'Onghia** et **Umberto Quadrino** ont rappelé la forte dépendance de l'Italie aux importations d'électricité pour répondre aux besoins des consommateurs, soulignant cependant que, ces dernières années, le pays avait exporté de l'électricité chez ses voisins pendant leurs périodes de pointe.

Tout en relevant que les interconnexions italiennes totalisaient une capacité de 5,5 gigawatts (GW), soit 15 % de la puissance installée au niveau national, ils ont estimé qu'elles devaient être renforcées, en particulier avec l'Autriche et la France. En effet, compte tenu du mouvement de constitution de groupes européens de l'énergie, l'accroissement des échanges d'électricité entre pays interconnectés permettra d'optimiser la gestion des différents parcs de production. Or, le volume des échanges est aujourd'hui limité par le manque de capacités de transit, ce qui pourrait justifier la réalisation de lignes privées (« *merchant lines* ») dont la construction est autorisée par la réglementation communautaire. Toutefois, ils ont souligné qu'à leur connaissance, Réseau de Transport d'Electricité (RTE) ne serait pas intéressé par le développement de ce type d'infrastructures.

Après avoir noté que le régulateur italien -l'*Autorità per l'energia elettrica e il gas* (AEEG)- n'avait pas de pouvoirs en matière d'investissements dans les réseaux de transport, **MM. Bruno d'Onghia** et **Umberto Quadrino** ont souligné que les autorisations pour construire des lignes de transport

étaient particulièrement difficiles à obtenir en Italie, en raison de l'opposition des populations et de la difficulté à insérer ces ouvrages dans le paysage, par exemple dans la région des Alpes. En conséquence, ils ont considéré qu'il serait plus aisé de développer des interconnexions en utilisant les tunnels routiers existant, comme celui du Mont-Blanc.

Revenant sur la cohérence économique des groupes européens de l'énergie, ils ont souligné qu'en six ans, EDF et Edison n'avaient effectué aucun échange d'électricité visant à des arbitrages de prix et à l'optimisation de leurs capacités de production respectives, déduisant de ce constat que la logique présidant au regroupement des énergéticiens au niveau européen était uniquement de nature financière. Relevant que la France disposait de fortes capacités de base et l'Italie de fortes capacités de pointe, ils ont pourtant considéré que ces deux pays auraient un intérêt mutuel à accroître leurs échanges d'électricité. A cet égard, ils ont critiqué le système de mise aux enchères des capacités d'interconnexions puisqu'il conduit à ce que le différentiel de prix de l'électricité entre deux pays soit prélevé quasiment en totalité par le gestionnaire du réseau de transport (GRT), ce qui limite considérablement l'intérêt économique de l'échange. Concluant que le fonctionnement d'un véritable marché unifié de l'électricité supposait de développer les interconnexions, ils ont cependant reconnu que le but premier de celles-ci était de favoriser la sécurité du réseau européen d'électricité et que les activités commerciales ne pouvaient prévaloir sur cet objectif. Pour autant, ces dernières se sont fortement développées avec la libéralisation du marché européen de l'électricité sans qu'une seule nouvelle interconnexion entre la France et l'Italie n'ait été construite.

Interrogés sur leur opinion quant aux avantages et inconvénients de la libéralisation du secteur de l'électricité, **MM. Bruno d'Onghia** et **Umberto Quadrino** ont estimé que la constitution d'un marché libre de l'électricité avait des vertus puisque depuis 2003, date de la libéralisation en Italie, de nombreux investissements dans les moyens de production avaient été réalisés, notamment par des acteurs privés, alors qu'au cours des dernières années d'existence du monopole, ENEL avait très peu investi.

Considérant que le charbon ne constituait pas une filière d'avenir crédible pour répondre aux besoins en électricité de l'Italie et rappelant que le pays avait, par référendum, écarté le recours au nucléaire en 1987, ils ont considéré que la seule solution à moyen terme passait par le recours au gaz, tout en relevant les difficultés existantes pour construire des terminaux de regazéification nécessaires pour s'approvisionner en gaz naturel liquéfié (GNL). En effet, les ressources de la mer du Nord s'épuisant, il est aujourd'hui indispensable de rechercher de nouvelles filières d'approvisionnement pour alimenter les cycles combinés à gaz italiens : ainsi, une interconnexion gazière est actuellement en construction entre la Grèce et l'Italie et le pays peut également compter, dans une moindre mesure, sur le gaz venant d'Azerbaïdjan.

Considérant ainsi que la question de la sécurité d'approvisionnement en électricité de l'Italie à moyen terme supposait de renforcer la sécurité

d'approvisionnement gazière, **MM. Bruno d'Onghia** et **Umberto Quadrino** ont estimé qu'à plus long terme, la question du nucléaire devrait être reposée. Ils ont illustré cette affirmation en rappelant que l'Italie ayant manqué de gaz au cours de l'année 2006, les électriciens avaient été conduits à remettre en fonctionnement de vieilles centrales à fioul. Au total, ils ont estimé que les autorités politiques devaient pleinement prendre leurs responsabilités en matière de planification à moyen terme des outils de production.

Enfin, ils ont évoqué brièvement l'incident du 4 novembre 2006 en rappelant les origines de cette panne (bonne réaction des mécanismes de défense des réseaux mais insuffisance de coordination entre les GRT) et présentant les remèdes à mettre en œuvre (notamment la nécessité d'améliorer cette coordination). Ils ont en outre rappelé que l'Italie avait été touchée par un incident très grave en septembre 2003 qui avait conduit le pays à se doter de nouvelles capacités de production (près de 10,8 GW entre 2003 et 2007) et à définir de nouvelles procédures techniques de gestion des réseaux.

II. Entretien avec MM. Alessandro Ortis, président de l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), Carlo Crea, secrétaire général, Guido Bertoni, directeur des marchés, Massimo Ricci, responsable des mécanismes d'ajustement, du transport et des stockages à la direction des marchés, Egidio Fedele dell'Oste, directeur des tarifs, et Mmes Marcella Pavan, responsable gestion et contrôle de la demande d'énergie à la direction des consommateurs et de la qualité des services, et Aurora Rossodivita, responsable des relations institutionnelles et internationales

Soulignant que l'Autorité pour l'énergie électrique et le gaz (*Autorità per l'energia elettrica e il gas* – AEEG) entretenait de très bonnes relations avec la Commission de régulation de l'énergie (CRE), en particulier pour ce qui concerne les questions transfrontalières, **M. Alessandro Ortis** a indiqué que les régulateurs européens coopéraient tant au sein du Conseil européen des régulateurs énergétiques (CEER) que du groupe formel des régulateurs placé auprès de la Commission européenne (*European Regulators' Group for Electricity and Gas* – ERGEG). Tout en notant que la gestion du black-out italien de septembre 2003 avait conduit l'AEEG à coopérer de manière étroite avec les régulateurs des pays frontaliers, il a considéré que la panne du 4 novembre 2006 démontrait la nécessité de renforcer la coordination entre les régulateurs et entre les GRT.

Evoquant ensuite les compétences de l'autorité, qu'il a estimé très satisfaisantes et dont il a observé qu'elles étaient vraisemblablement plus étendues que celles de la CRE, **M. Alessandro Ortis** a précisé que l'AEEG n'avait pas de missions en matière de politique énergétique ni de sécurité d'approvisionnement, deux responsabilités dévolues au gouvernement. Ainsi, l'autorité, dont le financement est assuré par une contribution prélevée sur les opérateurs énergétiques, régule et contrôle le secteur, au moyen notamment d'inspections et de sanctions, conseille le gouvernement et le Parlement, à qui

elle présente un rapport annuel, fixe les tarifs et définit la qualité de service attendu des opérateurs ainsi que les conditions de remboursement des consommateurs quand ces standards de qualité ne sont pas atteints. Elle veille également à la promotion de la concurrence sur le marché de l'électricité mais aussi à la protection du consommateur. Indiquant que l'AEEG n'avait pas pour mission de valider les plans d'investissements des opérateurs, il a néanmoins souligné qu'elle était en mesure d'agir sur les investissements par le niveau des tarifs et des standards de qualité : ainsi, les obligations de qualité incombant à une entreprise sont sanctionnées, en fonction des résultats obtenus, par un système de bonification/pénalité que l'AEEG a la possibilité de moduler pour tenir compte des réalités géographiques italiennes.

Puis, il a reconnu que les compétences des régulateurs énergétiques gagneraient à faire l'objet d'une meilleure harmonisation au niveau communautaire, évolution qui serait de nature à améliorer la qualité du travail effectué sous l'égide de l'ERGEG. Il a également considéré que la situation des consommateurs électro-intensifs -par l'intermédiaire des tarifs qui leur sont accordés- nécessitait elle aussi un examen à l'échelon communautaire, jugeant qu'il était de l'intérêt de l'Union européenne de favoriser le maintien sur son territoire de ce type d'activités industrielles.

M. Alessandro Ortis a ensuite indiqué que le nucléaire ne relevait pas de la responsabilité du régulateur qui, en la matière, a pour seule obligation d'intégrer dans les tarifs le coût du démantèlement des installations. Il a jugé que toute relance de cette énergie supposait d'obtenir le soutien de la population, de définir une solution durable au problème des déchets nucléaires et de trancher la question de la série nucléaire qui pourrait être déployée en cas de relance d'un programme électro-nucléaire, ce qui suppose de disposer d'une capacité industrielle pour construire les équipements nécessaires.

S'agissant des objectifs environnementaux du « paquet énergie » pour 2020 (20 % d'énergies renouvelables, 20 % de réduction des émissions de CO₂ et 20 % d'amélioration de l'efficacité énergétique), qu'il a jugés très ambitieux, il a considéré qu'il était indispensable de s'occuper tout autant du secteur de la production électrique que de la situation spécifique de l'industrie, du secteur des transport et des bâtiments, et de placer la problématique dans un cadre mondial concernant tant les Etats-Unis que les pays en voie de développement.

Soulignant ensuite que le système de distribution d'énergie en Italie était fortement dispersé, avec 180 distributeurs d'électricité et 380 de gaz (les dix premiers opérateurs de chaque catégorie assurant respectivement 90 % de la distribution d'électricité et 50 % de celle de gaz), il a noté que si, dans le secteur de l'électricité, le tarif est défini au plan national, de même que la concession, dans celui du gaz, en revanche, les concessions sont communales et les tarifs définis à l'échelon des groupements de communes. Par ailleurs, il existe un système de péréquation nationale en électricité ainsi qu'un mécanisme facultatif permettant aux distributeurs dont les coûts de distribution ne seraient pas totalement couverts par le système de péréquation de demander que l'AEEG, à la suite d'une enquête personnalisée sur leurs

coûts, leur accorde une compensation supplémentaire (procédure dont a ainsi bénéficié le distributeur électrique à Rome car ses coûts étaient élevés, notamment pour relier les consommateurs habitant dans le centre historique de la ville). En ce qui concerne le gaz, les tarifs locaux sont plus proches des recettes des distributeurs et le niveau du tarif est fondé sur le nombre tant de kilomètres de canalisations que d'utilisateurs, mais une procédure similaire à celle évoquée ci-dessus existe aussi quand les tarifs ne couvrent pas les coûts.

M. Alessandro Ortis a ensuite affirmé que l'Italie était en mesure de produire la totalité de l'électricité dont elle a besoin, y compris en période de pointe, tout en relevant que, pour des raisons de sécurité du système mais aussi d'optimisation économique, les interconnexions étaient fondamentales. Notant que les congestions observées sur les interconnexions existantes démontraient la nécessité de les développer, notamment avec la France, l'Autriche et la Slovénie, il a évoqué l'enthousiasme manifesté par les opérateurs privés italiens pour construire des lignes privées qui permettraient d'accroître les échanges commerciaux.

Puis il a indiqué que l'AEEG était favorable à la séparation patrimoniale (« *unbundling* ») entre les entreprises chargées de la production et du transport, seule manière, selon lui, de garantir la neutralité et l'absence de comportements discriminatoires de la part des GRT. Soulignant que cette option avait été choisie en Italie pour l'électricité avec la création de Terna, société désormais indépendante et faisant l'objet d'une régulation par l'AEEG qui fixe notamment les tarifs de transport, il a observé que tel n'était pas le cas dans le secteur du gaz où, le réseau de transport appartenant toujours à ENI, la neutralité du GRT n'est pas garantie.

S'agissant de la formation du prix de l'électricité, **M. Alessandro Ortis** a expliqué que 17 % correspondait au coût du transport et de la distribution, 60 % à celui de production, 13 % aux charges parafiscales destinées à financer le démantèlement des installations nucléaires, le soutien aux énergies renouvelables, les économies d'énergie et la péréquation, et enfin 10 % aux taxes sur la consommation versées à l'Etat, cette dernière part n'étant pas soumise au contrôle de l'AEEG. S'agissant du gaz, 41 % de son prix correspond aux taxes, 24 % à l'acheminement et 35 % à la matière première.

Il a en outre précisé que le montant des sanctions infligées aux opérateurs était versé au budget général de l'autorité mais qu'elle cherchait un moyen d'utiliser ces sommes pour réaliser des actions au bénéfice des consommateurs.

Après avoir indiqué qu'il appartenait à l'Autorité de garantie de la concurrence et des marchés (AGCM) de réprimer les comportements anticoncurrentiels, et que l'AEEG pouvait lui signaler l'existence de telles pratiques, **M. Alessandro Ortis** a réitéré son appréciation positive de la concurrence tout en soulignant que l'autorité était neutre vis-à-vis de la question de la propriété du capital des entreprises.

Enfin, il a précisé qu'elle expérimentait un dispositif d'interruptibilité de la fourniture d'électricité des consommateurs électro-intensifs pour assurer la sécurité d'approvisionnement en période de pointe, cette sujétion étant rémunérée. Il a estimé qu'un tel dispositif, qui doit être utilisé comme un outil de politique industrielle, gagnerait lui aussi à être harmonisé au niveau communautaire, en particulier en ce qui concerne le niveau de la rémunération de la sujétion.

III. Entretien avec M. Luigi Fiorentino, chef de cabinet de l'*Autorità garante della concorrenza e del mercato* (AGCM), Mme Roberta Angelini, assistante du chef de cabinet, Mme Ombretta Maini, directeur énergie, et M. Andrea Venanzetti, directeur adjoint énergie

Après avoir précisé que l'Autorité de garantie de la concurrence et des marchés (*Autorità garante della concorrenza e del mercato* – AGCM) avait, dans le domaine de l'énergie, les mêmes compétences que dans les autres secteurs de l'économie, à savoir veiller au respect des règles concurrentielles définies par les articles 81 et 82 du Traité instituant la communauté européenne (TCE) et par les normes nationales correspondantes, les membres de l'AGCM rencontrés par la délégation sénatoriale ont apporté les précisions suivantes :

– l'énergie est un secteur fortement régulé, ce qui conduit l'AGCM à travailler en étroite collaboration avec l'AEEG, les deux institutions menant de nombreuses actions en commun ; au demeurant, si l'AEEG, dans le cadre de ses missions, a connaissance de comportements anticoncurrentiels contrevenant aux articles 81 et 82 du TCE, elle les signale à l'AGCM qui a ensuite compétence pour intervenir ;

– à une question de la délégation portant sur le système de mise aux enchères des capacités d'interconnexion qui conduirait à ce que le différentiel de prix de l'électricité entre deux pays soit prélevé par le transporteur, il a été répondu que ce phénomène ne s'observait pas en Italie où l'électricité est plus chère qu'en France. En tout état de cause, si une telle situation se produisait en France, le différentiel de prix devrait bénéficier au consommateur. Au demeurant, les différentiels de prix ne doivent pas être le fruit d'une réglementation *ad hoc* mais d'un jeu concurrentiel normal entre les acteurs ;

– les gros consommateurs italiens (plus de 0,1 GWh de consommation par an) s'approvisionnent sur les marchés de gros où le prix est fixé en fonction des cours de la bourse électrique ;

– les consommateurs domestiques sont approvisionnés par des sociétés locales de distribution s'approvisionnant auprès d'un distributeur unique. Le prix de l'électricité pour ces consommateurs, qui est unique, est fixé par l'AEEG mais celle-ci, avec l'ouverture totale du marché de l'électricité à la concurrence le 1^{er} juillet 2007, réfléchit à une évolution de ce système tarifaire ;

– toutes les catégories d’opérateurs (entreprises, clients, AEEG, ministre, etc...) sont autorisées à saisir l’AGCM en cas de présomption de comportement anticoncurrentiel. L’autorité engage alors une instruction au cours de laquelle les éléments de preuve sont recueillis et, si elle démontre un comportement contraire au droit de la concurrence, elle a la possibilité d’imposer des sanctions. Depuis août 2006, elle peut surseoir à l’exécution de ces sanctions si l’entreprise fautive s’engage à mettre fin à l’infraction ;

– la libéralisation du marché de l’électricité en Europe n’a pas encore produit un niveau de concurrence satisfaisant en raison de l’impermeabilité des différents marchés nationaux tenant à l’existence, dans certains pays, d’un opérateur historique dominant, ainsi qu’à l’insuffisance des interconnexions transfrontalières. Dans ces conditions, les opérateurs sont incités à se regrouper au niveau européen pour élargir leur assise et lever les inconvénients liés à cette segmentation des marchés. Par ailleurs, la séparation patrimoniale entre producteurs et transporteurs permettrait sûrement de remédier à certaines de ces difficultés ;

– concurrence et sécurité d’approvisionnement ne sont pas deux notions antinomiques puisque l’élargissement du marché résultant de la concurrence permet de diversifier les sources d’approvisionnement. Dans le cadre d’un marché européen de l’électricité véritablement concurrentiel, la France pourrait mieux utiliser l’avantage compétitif dont elle dispose grâce au nucléaire ;

– à une question de la délégation portant sur les raisons conduisant les prix de l’électricité à s’aligner sur les offres les plus chères, il a été répondu que les producteurs d’électricité formulent leurs offres par ordre croissant et que l’équilibre du prix se forme par confrontation avec la liste des demandes des consommateurs ;

– s’agissant des hausses de prix subies par les consommateurs électro-intensifs, qui les ont conduits en France à réclamer la création d’un dispositif permettant à ceux d’entre eux qui avaient fait le choix de la concurrence de bénéficier d’un tarif réglementé, il a été affirmé que le rapport direct entre la concentration des opérateurs et la hausse des prix a été confirmé par une étude de la direction générale de la concurrence de la Commission européenne. Les imperfections actuelles du marché de l’électricité sont liées à la difficulté de passer d’un système réglementé à un système libéralisé, alors que le marché n’est pas encore véritablement concurrentiel.

Mardi 24 avril

IV. Entretien avec M. Luigi de Francisci, directeur des affaires réglementaires de la société Terna (gestionnaire du réseau de transport), M. Luca d'Agnese, directeur des opérations Italie, et Mme Cristina Pascucci et M. Sebastien Bumbolo, direction des affaires réglementaires

Après avoir indiqué que la société Terna avait acquis progressivement son indépendance et la propriété du réseau au début des années 2000, l'entreprise devenant totalement indépendante le 1^{er} novembre 2005, **M. Luigi de Francisci** a précisé qu'elle possédait et gérait désormais près de 98 % du réseau de transport national d'électricité. Son actionnariat est composite puisque la Caisse des dépôts et consignations (CDC) italienne possède 30 % du capital, ENEL 5,1 %, Generali 4,9 %, les investisseurs institutionnels 23,8 %, le solde étant détenu par des actionnaires individuels.

Les dispositions relatives au réseau de transport rendent donc Terna totalement indépendante des opérateurs de l'amont et de l'aval du secteur électrique. Des règles spécifiques ont été édictées en ce qui concerne les membres du conseil d'administration et, à ce titre, sur les sept membres représentant la CDC au conseil d'administration, six sont indépendants. **M. Luigi de Francisci** a estimé que ce système de gestion du réseau présentait de nombreux avantages : une meilleure régulation, une garantie pour les investisseurs, de nouvelles potentialités pour développer le réseau national et les interconnexions, ainsi qu'une meilleure sûreté. Il a souligné que Terna était placée sous le contrôle du régulateur, l'AEEG, qui détermine notamment les conditions de rémunération des investissements et du capital.

M. Luca d'Agnese a expliqué que le réseau de transport italien, composé de 40.000 kilomètres de lignes à haute tension, était le fruit d'investissements effectués dans les années 1970 mais qu'après cette période, il ne s'était pas développé suffisamment pour absorber la hausse de la demande d'électricité. Aussi a-t-il précisé que Terna envisageait d'investir près de 2,7 milliards d'euros entre 2007 et 2011, 80 % de ces investissements étant consacrés au développement de nouvelles lignes et 20 % au renouvellement d'installations obsolètes. Si ce plan a pour objectif de rendre possible, au cours des cinq prochaines années, l'exploitation d'une capacité supplémentaire de 3.000 à 5.000 mégawatts (MW), les autorisations pour construire ces nouvelles infrastructures sont cependant difficiles à obtenir en raison de l'opposition des populations et de l'atteinte aux paysages et à l'environnement. Pour lever ces difficultés, Terna mène d'intenses concertations avec les régions et les entreprises locales, privilégie l'enfouissement des lignes, notamment de celles à très haute tension, et veille à mieux intégrer les pylônes électriques dans leur environnement.

Relevant ensuite que l'Italie était, en Europe, le pays qui projetait de développer le plus fortement ses capacités de production au cours de la période 2006-2010, notamment grâce à la construction de centrales à gaz et

d'installations d'énergies renouvelables, **M. Luca d'Agnese** a noté que, dans la mesure où les nouvelles unités de production étaient construites dans des régions faiblement peuplées où la consommation est faible, il était nécessaire de renforcer les liaisons entre les lieux de production et de consommation.

Puis, il a précisé que la sécurité du réseau était garantie par l'existence de nombreuses règles définies soit au niveau de l'Union pour la coordination du transport d'électricité (UCTE), soit dans l'acte de concession du réseau, soit enfin dans le code des réseaux établi par l'AEEG. Il a d'ailleurs souligné qu'à la suite de la panne du 4 novembre 2006, Terna s'était associée à RTE et à Elia, le transporteur belge, pour former une plainte à l'encontre d'E.ON Netz qui n'a pas respecté les règles de sécurité définies par l'UCTE.

M. Sébastien Bumbolo a, quant à lui, fait le point sur les règles encadrant la tarification des échanges internationaux d'électricité. Observant à titre d'exemple que, compte tenu du fonctionnement des réseaux, les échanges d'électricité entre la France et l'Italie peuvent transiter par la Suisse, il a expliqué que ce pays était obligé de renforcer ses réseaux pour permettre le transit d'une énergie qui n'est pas consommée sur son territoire. Pour éviter que l'électricité ne soit assujettie au tarif de transport dans tous les pays qu'elle traverse, la Commission européenne a incité les GRT à négocier un accord pour définir les modalités de compensation des coûts qu'ils supportent au titre des échanges internationaux. Cet accord, le mécanisme ITC (*Inter-TSO Compensation Mechanism for Transit*), a été finalisé en 2002 et fait actuellement l'objet d'une renégociation qui inquiète Terna dans la mesure où certaines estimations laisseraient à penser que sa contribution viendrait à doubler, ce qui constituerait un renchérissement excessif, et donc inacceptable, de sa participation financière à ce mécanisme de compensation.

Revenant sur la question des pannes d'électricité, **M. Luca d'Agnese** a souligné que tous les événements accidentels n'avaient pas nécessairement une cause unique mais étaient souvent le fruit d'une conjonction de facteurs. Il a estimé que le black-out italien de 2003 était lié au manque de coordination entre les GRT des pays concernés et que l'amélioration de la circulation des informations entre ces acteurs était de nature à atténuer les conséquences d'une erreur. Or, il a considéré que l'intégration des GRT et des producteurs pouvait constituer un obstacle à l'amélioration de cette coordination dans la mesure où les producteurs sont réticents à communiquer à leurs concurrents certaines données sensibles, de nature commerciale. Aussi a-t-il plaidé pour que les GRT fassent l'objet de mesures de séparation efficaces afin que les acteurs du marché de l'électricité les perçoivent comme pleinement indépendant, sans toutefois se prononcer sur la nécessité d'aller vers une séparation patrimoniale (*unbundling*) dès lors que des résultats comparables à ses effets peuvent être atteints grâce à de bonnes règles de gouvernance.

M. Luigi de Francisci a indiqué, suite à une question de la délégation sur le pouvoir du gouvernement en matière d'orientation des investissements, que la production était une activité libéralisée et que tout projet de construction de centrale était uniquement soumis à un régime d'autorisation

administrative ne portant pas sur la localisation de l'investissement. En conséquence, le seul signal d'orientation des investissements est celui des prix de marché, qui peuvent varier en fonction des zones : ainsi, le marché italien de l'électricité est divisé en plusieurs zones dont les prix, déterminés notamment pas les pics de consommation et les congestions, sont différents.

En revanche, le transport d'électricité est une activité de service public gérée par Terna, sous concession de l'Etat pour une durée de 25 ans. L'Etat garde donc le contrôle du réseau et la programmation des investissements se matérialise par un plan annuel de développement qui fait l'objet d'une approbation ministérielle. A ce titre, le ministre du développement économique peut faire des remarques ou faire intégrer des éléments dans ce plan. Enfin, tout projet de ligne privée en Italie (*merchant line*) doit faire l'objet d'une autorisation ministérielle, Terna émettant un avis technique qui porte sur la compatibilité du projet avec la sécurité du système. Si, à ce jour, Terna n'a été saisie d'aucune demande, il conviendra de sélectionner avec rigueur les éventuels projets dans la mesure où le développement des lignes privées serait de nature à complexifier la gestion du réseau. S'agissant du système actuel de mise aux enchères des capacités d'interconnexion, les sommes collectées sont utilisées par Terna pour diminuer les coûts de transport, ce qui permet ainsi de restituer le bénéfice de ce mécanisme à tous les utilisateurs du réseau.

V. Entretien avec MM. Denis Lohest, directeur général d'Electrabel Italia, Mario Rastelli, responsable des affaires réglementaires, Massimo Sapienza, responsable de la planification et de la communication, Claudio Cosentino, responsable de la planification et du développement, Pierluigi Noveri, conseiller, et Mme Vanessa Persi, responsable de la réglementation et du marché de l'énergie

Après avoir indiqué qu'Acea et Electrabel avaient constitué une joint-venture pour assurer la distribution d'électricité à Rome, faisant de cette entité la deuxième société de distribution en Italie, et souligné qu'en 2006, Electrabel avait produit 11,4 TWh des 300 TWh de production totale en Italie, **M. Denis Lohest** a rappelé les principales caractéristiques de la situation du marché de l'électricité en Italie : importations à hauteur de 15 % des besoins, renoncement à l'énergie nucléaire à la fin des années 1980 et prix de l'électricité fortement dépendant de celui des hydrocarbures en raison du développement important du parc de centrales à gaz.

Ayant ensuite souligné que la plupart des nouveaux moyens de production électrique étaient situés dans le sud de l'Italie en raison de la plus grande facilité à trouver des sites pour les accueillir et, dans une moindre mesure, de l'existence de subventions publiques, il a relevé que le marché de l'électricité italien était divisé en six sous-marchés dont les prix diffèrent en raison des congestions. Compte tenu de l'inadéquation géographique entre les zones de production et de consommation, il s'est interrogé sur la capacité du

réseau de transport à acheminer l'électricité du sud vers le nord du pays, d'autant plus que tout projet de nouvelle ligne fait l'objet de fortes oppositions locales. Il a, à cet égard, jugé que la forte préoccupation des Italiens à l'égard des effets sanitaires des champs électro-magnétiques des lignes de transport masquait la véritable raison de ces oppositions, qui est l'atteinte aux paysages.

Puis, ayant noté que 20 gigawatts (GW) avaient été autorisés depuis le début des années 2000 et que 15 GW supplémentaires pourraient l'être entre 2006 et 2009, **M. Denis Lohest** a relevé que la plupart de ces projets étaient des centrales à gaz, qui remplacent des centrales à fioul, estimant que cette évolution posait la question de la sécurité d'approvisionnement en gaz. Soulignant que des terminaux de regazéification devraient être mis en service pour permettre une alimentation en GNL, qui permet de diversifier les sources d'approvisionnement, il a mis en lumière le fait que le marché du gaz était contrôlé à hauteur de 80 % par ENI, entreprise auprès de laquelle Electrabel Italie s'approvisionne pour alimenter ses centrales à gaz.

Revenant sur les conditions d'organisation du secteur de l'électricité en Italie, il a précisé que le gestionnaire des services électriques (GSE), possédé à 100 % par l'Etat, exerçait les deux fonctions principales d'acheteur unique de la totalité de l'électricité consommée par les clients régulés et de gestionnaire de la bourse de l'électricité (IPEX), et que, depuis peu, il détenait un rôle clé en matière de promotion des énergies renouvelables (ENR) au travers de la gestion du dispositif des « certificats verts ».

S'agissant précisément des ENR, **M. Denis Lohest** a indiqué que si 3 GW d'éolien devraient être mis en service en 2008, en particulier dans le sud de la péninsule, cette source d'énergie n'était rentable que grâce à des subventions publiques massives puisque seules certaines régions italiennes (le sud et les îles) présentent des vents satisfaisants pour l'exploitation de ce type d'énergie. De manière plus générale, les ENR plafonnent à 50 TWh, soit 18 % de la production totale d'électricité, dans la mesure où le territoire n'offrant plus de possibilités de développement de l'hydraulique, toute croissance doit être fondée sur la biomasse et l'éolien. Il a ensuite expliqué que le système de tarif de rachat de l'électricité verte serait progressivement remplacé par le dispositif des « certificats verts », notamment pour les nouvelles installations et les installations existantes ayant fait l'objet de travaux de modernisation. Il a également souligné qu'un marché des « certificats blancs » avait été mis en place en 2004 afin de favoriser la réalisation d'économies d'énergie.

Enfin, il a souligné que le système tarifaire actuel dont bénéficient les clients régulés serait amené à évoluer avec l'ouverture totale à la concurrence du marché de l'électricité au 1^{er} juillet 2007.

VI. Déjeuner de travail avec SE M. Yves Aubin de la Messuzière, Ambassadeur de France, M. Fulvio Conti, administrateur délégué du groupe ENEL, M. Alberto Bradanini, responsable des relations institutionnelles et internationales d'ENEL, Mme Francesca di Carla, responsable stratégie d'ENEL, M. Jean-Marie Metzger, ministre-conseiller, chef de la mission économique de Rome, et Mme Isabelle de Frayssinet, premier secrétaire en charge des affaires politiques

Constatant que plusieurs marchés régionaux se constituent en Europe dans le domaine de l'énergie, avec les ensembles France/Benelux/Allemagne, Espagne/Portugal, Balkans, Europe de l'Est et Russie/étranger proche, **M. Fulvio Conti** a estimé important pour l'Italie de se positionner dans ce contexte, la position dominante de la Russie dans la production de gaz devant en outre la pousser à se regrouper avec d'autres pays pour négocier les tarifs.

Evoquant ensuite la politique de libéralisation des marchés de l'énergie, il a considéré qu'elle devait se concrétiser par la création de gestionnaires de réseaux indépendants ainsi que d'un régulateur fort et par l'absence de monopole sur les marchés. Constatant que le marché italien était, selon le modèle préconisé par l'Union européenne, complètement libre depuis le démantèlement d'ENEL -ancienne société publique qui ne détient aujourd'hui plus que 31 % du marché de la fourniture d'électricité- et la création de Terna -le gestionnaire du réseau de transport d'électricité- et de l'AEEG -l'autorité de régulation-, **M. Fulvio Conti** a estimé que la libéralisation avait permis une reprise massive des investissements dans les capacités de production et des baisses de prix pour les gros consommateurs, en raison de la possibilité qui leur est désormais reconnue de mettre en concurrence les producteurs. Il a ainsi souligné que, depuis la libéralisation, le prix de l'électricité en Italie n'avait augmenté que de 9 % alors que, dans le même temps, le prix du pétrole avait été multiplié par trois. Il a relevé que la France se trouvait dans une situation différente, avec un opérateur historique très puissant, et émis des réserves sur la réalité de l'indépendance de la CRE.

Au cours d'un large échange de vues, **M. Fulvio Conti** a par ailleurs précisé qu'ENEL cherchait à investir sur le territoire français, dans les cycles combinés à gaz et les éoliennes. Il a expliqué que, du fait du contrôle des règles concurrentielles limitant l'action du groupe en Italie, il souhaitait augmenter sa présence en Europe, notamment en France (rappelant la tentative échouée de rapprochement avec Suez) et en Espagne (rapprochement avec Endesa). Soucieux que chaque pays conserve son indépendance énergétique, il a en outre défendu l'idée selon laquelle, pour la sécurité du système électrique, les interconnexions transfrontalières ne doivent constituer qu'un apport résiduel. Pour autant, il s'est déclaré favorable à la création d'une autorité supranationale chargée de ces interconnexions afin qu'elles soient suffisantes et de bonne qualité.

VII. Entretien avec M. Domenico Gaudio, responsable des affaires internationales à la direction de l'énergie et des ressources minières du ministère du développement économique, Mme Laura Antinarelli, bureau de la coordination électrique, Mme Rosella Basselica, bureau du marché électrique, et M. Gianfelice Poligioni, bureau de la distribution d'énergie électrique

Rappelant que les incidents électriques dont a été victime l'Europe tant en 2003 qu'en 2006 nécessitaient de bâtir un système de production d'électricité diversifié avec de bonnes infrastructures de transit, **M. Gianfelice Poligioni** a souligné que la société Terna était en charge de la gestion du réseau de transport et qu'elle soumettait chaque année un plan de développement de ses infrastructures, tant au niveau national que pour les interconnexions, à l'approbation du ministre du développement économique.

Mme Laura Antinarelli a précisé qu'il n'existait pas en Italie de dispositif comparable au système français de programmation pluriannuelle des investissements de production électrique dans la mesure où il revenait aux producteurs privés de réaliser leurs projets sur la base de la demande d'électricité et de choisir le lieu approprié pour effectuer leurs investissements. Elle a insisté sur le fait que par une loi votée en 2002, le gouvernement avait décidé de simplifier les procédures d'autorisation administrative pour accélérer la réalisation des investissements de production, soulignant que si le ministère du développement économique était en charge de la coordination de ces procédures et recevait notamment les avis des collectivités locales et du ministère de l'environnement, il ne pouvait pas s'immiscer dans les décisions de localisation des investissements. Après le vote de cette loi, le volume des investissements a fortement augmenté puisque, entre 2003 et 2007, près de 20.000 MW ont été autorisés, 9.500 MW ayant déjà été mis en service à ce jour. Dans ce programme, des centrales à fioul ont été remplacées par des centrales à gaz, plus respectueuses de l'environnement.

Relevant que la réalisation de lignes privées était autorisée sur le fondement du règlement communautaire 1228/2004, **M. Gianfelice Poligioni** a estimé que si un certain nombre de conditions étaient réunies, tenant en particulier aux exigences de sécurité du réseau, ces lignes pouvaient constituer une alternative à celles réalisées directement par les GRT. Notant que plusieurs projets avaient été soumis au ministère, notamment pour renforcer les interconnexions avec l'Autriche, la Suisse, la Slovénie et l'Albanie, il a déclaré ne pas savoir si ces initiatives avaient abouti.

Mme Laura Antinarelli a indiqué qu'en Italie, à l'exception du tarif de fourniture aux clients captifs et des prestations d'acheminement, dont les niveaux sont fixés par le régulateur, les prix de l'électricité ne sont pas administrés et se déterminent librement sur le marché. Elle a considéré que ces prix sont élevés en raison de l'existence d'un opérateur dominant et de la structure du parc de production, qui utilise massivement du charbon et du gaz.

S'agissant de la promotion des ENR, **M. Domenico Gaudio** a rappelé que l'Italie était tenue par les objectifs de la directive 2001/77, appelés à augmenter eu égard aux décisions du Conseil des ministres de l'Union européenne des 8 et 9 mars dernier. Il a toutefois indiqué que, malgré le développement de la biomasse, du photovoltaïque et de la valorisation énergétique des déchets, la production d'ENR n'avait pas augmenté en Italie en raison de la chute de la production hydroélectrique. Il a expliqué qu'un système de Certificats verts (CV) avait, pour permettre aux producteurs électriques italiens de satisfaire à l'obligation d'introduire 3,05 % d'énergie verte dans le réseau, progressivement remplacé un vieux système d'incitation appelé CIP 6 rémunérant aussi bien la production ENR que des sources assimilées aux ENR. Il a ajouté que l'Italie revoyait actuellement ce système des CV pour adopter un modèle fondé sur une rémunération différenciée en fonction des sources ENR considérées.

M. Gianfelice Poligioni a enfin souligné que l'Italie escomptait des effets positifs de la libéralisation du marché énergétique et que la hausse récente des prix de l'électricité résultait de celle du prix des énergies fossiles, du fait de la forte sensibilité du parc de production italien aux variations du coût du pétrole et du gaz. Il a insisté sur la nécessité pour l'Italie de se doter de terminaux de regazéification pour diversifier les sources d'approvisionnement en gaz, relevant que la construction de douze terminaux était aujourd'hui projetée sans pour autant qu'aucun de ces projets n'ait encore abouti. Il a enfin relevé que la sécheresse actuelle dont était victime l'Italie était très préoccupante puisqu'elle empêchait l'utilisation d'une capacité de 8.000 MW d'électricité hydraulique sur le Pô.

Compte rendu du déplacement en Suisse
(25 avril 2007)

Composition de la délégation : MM. Bruno Sido, président, Jean-Marc Pastor et Michel Billout, rapporteurs, Ambroise Dupont, Mme Elisabeth Lamure et M. Jackie Pierre.

Mercredi 25 avril 2007		
9 h 30 – 11 h 00	Entretien avec MM. Giovanni Leonardi , directeur général d'ATEL (producteur d'électricité), et Stefan Aeschmann , direction des affaires publiques	ATEL
13 h 30 – 14 h 45	Entretien avec M. Thomas Tillwicks , responsable de la gestion du réseau de transport électrique <i>Swissgrid</i>	Mission économique à Berne
15 h 00 – 15 h 30	Entretien avec M. Moritz Leuenberger , conseiller fédéral, chef du département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
15 h 30 – 17 h 00	Entretien avec M. Walter Steinmann , directeur de l'Office fédéral de l'énergie, et M. Jean-Christophe Füg , représentant spécial pour les affaires énergétiques internationales	
19 h 00	Dîner à l'invitation de SE M. Jean-Didier Roisin , Ambassadeur de France, avec MM. Walter Steinmann , directeur de l'Office fédéral de l'énergie, Jean-Christophe Füg , représentant spécial pour les affaires énergétiques internationales, Thomas Tillwicks , responsable de la gestion de <i>Swissgrid</i> , Michel Rouffet , administrateur délégué d'EDF Helvetica, Thierry Schoenahl , chef de secteur, et Mme Monique Arribet , attachée sectorielle à la mission économique de Berne	Résidence de France

Mercredi 25 avril

I. Entretien avec MM. Giovanni Leonardi, directeur général d'ATEL, et Stefan Aeschmann, direction des affaires publiques

Effectuant une brève présentation d'ATEL, **M. Giovanni Leonardi** a souligné qu'elle ne réalisait que 10 % de son chiffre d'affaires en Suisse, ses activités s'étendant de l'Espagne à la Pologne et de la Scandinavie à la Grèce. En Suisse, l'entreprise exploite un parc nucléaire et hydraulique, tandis qu'elle possède 20 % du capital d'Edipower en Italie, dispose de centrales thermiques en Hongrie et en République tchèque, et projette, d'ici 2010, de réaliser une centrale de cycle combiné à gaz (CCG) de 400 mégawatts (MW) en France, dans le Massif central. Ainsi, en 2006, ATEL a au total produit 116 térawattheures (TWh), échangé près de 202 TWh sur les marchés et réalisé un chiffre d'affaires de 11,3 milliards de francs suisses. Sa structure capitalistique va prochainement évoluer dans le but de constituer le premier électricien suisse au sein duquel Energie Ouest Suisse (EOS) posséderait 30 % du capital, EDF, qui constitue la référence industrielle stratégique de l'entreprise, 30 %, et un consortium d'actionnaires également 30 %. La réalisation de ce projet industriel permettra de développer une grande entreprise à vocation européenne.

Puis, **M. Giovanni Leonardi** a précisé que le *mix* énergétique actuel de la Suisse était performant au regard de la nécessité de réduire les émissions de CO₂ : actuellement, 38 % de l'électricité suisse provient du nucléaire, 57 % de l'hydraulique et 5 % du thermique. Par ailleurs, notant que la Suisse devait être replacée dans son environnement européen puisqu'un flux d'électricité important transite par son réseau sans y être consommée, il a qualifié le pays de « plaque tournante » de l'électricité au service du système européen. A ce sujet, il a relevé que, dans la mesure où de nombreux moyens de production étaient directement raccordés aux réseaux à moyenne tension, la Suisse présentait d'importantes surcapacités de transport permettant à ces infrastructures de jouer un rôle de réserve de puissance. Dans ce cadre, le pays est importateur d'électricité pendant l'hiver et exportateur pendant l'été. Toutefois, alors que, globalement, il était un exportateur net d'électricité, cette tendance s'est inversée au cours des deux dernières années en raison, d'une part, du manque d'eau qui se répercute sur le productible des centrales hydrauliques et, d'autre part, de l'arrêt pendant six mois d'une des centrales nucléaires du pays.

En ce qui concerne le cadre législatif et réglementaire, tout en soulignant que la Suisse ne reprendrait pas l'acquis communautaire dans le domaine de l'électricité, il a indiqué que les autorités fédérales venaient d'élaborer une nouvelle législation -la loi sur l'approvisionnement en électricité- qui devrait entrer en vigueur en 2008.

Il a précisé que les grandes lignes de cette loi, qui s'inspirent très fortement des règles communautaires, prévoient :

– une ouverture du marché de l'électricité à la concurrence en deux temps, les clients consommant plus de 100 MWh par an étant concernés entre 2008 et 2013 et, à partir de cette date, tous les consommateurs devenant éligibles, l'entrée en vigueur de cette seconde étape étant toutefois susceptible d'être soumise à un référendum d'initiative populaire ;

– la constitution d'un gestionnaire de réseau de transport indépendant sur le modèle ISO (*Independent System Operator*), baptisé Swissgrid et qui, à l'issue d'un délai de cinq ans, deviendra propriétaire des réseaux, les électriciens actuellement propriétaires recevant en échange des actions ;

– la création d'une autorité de régulation ;

– l'obligation de compenser toute nouvelle émission de CO₂ due à la production électrique, 70 % devant l'être grâce à des actions entreprises dans d'autres secteurs d'activité du pays et les 30 % restant, par le recours au marché d'échange des permis d'émissions de CO₂ ;

– des objectifs de hausse de l'électricité d'origine renouvelable.

M. Giovanni Leonardi a souligné que les perspectives électriques à long terme laissaient apparaître le fait que la Suisse serait fortement déficitaire pour couvrir ses besoins à l'horizon 2030, des déficits commençant à apparaître dès 2020, et qu'en l'absence de décisions prochaines, le pays serait dans l'incapacité de couvrir la moitié de sa consommation en 2050. Jugeant que la Suisse ne pouvait raisonnablement compter sur un recours accru aux importations d'électricité, il a estimé indispensable que le pays se mette en mesure de produire entre 25 et 30 TWh supplémentaires à partir de 2035, cet objectif pouvant être atteint par la mise en service de capacités hydrauliques supplémentaires (5 TWh), de cinq nouvelles centrales à gaz (3 TWh) -même si leur construction sera difficile compte tenu de l'obligation de réduire les émissions de CO₂- et de deux nouvelles centrales nucléaires (20 TWh), le montant total de ces investissements étant compris entre 25 et 30 milliards de francs suisses.

Pour respecter ce calendrier, il sera nécessaire, avant la fin 2008, de constituer un consortium industriel pour planifier et réaliser ces capacités nucléaires supplémentaires. En tenant compte des délais liés à l'obtention des autorisations et à la tenue d'un référendum d'initiative populaire, qui ne manquera pas d'être organisé compte tenu de la sensibilité du sujet, la mise en service de ces centrales nucléaires ne pourra intervenir avant un délai compris entre 12 et 15 ans. ATEL est prêt à investir dans le nucléaire et cette stratégie semble avoir l'appui du Conseil fédéral qui estime qu'il s'agit de l'option la plus sérieuse pour répondre aux besoins en électricité du pays.

Sur la question des déchets nucléaires, **M. Giovanni Leonardi** a indiqué que les autorités fédérales avaient donné leur accord de principe à la solution d'enfouissement en couche géologique profonde. Au stade actuel de la procédure, trois sites ont été sélectionnés et il appartient aux autorités de

déterminer le lieu définitif d'enfouissement. En outre, la Suisse a décidé un moratoire de 10 ans sur le retraitement à l'étranger de ses déchets nucléaires.

Enfin, interrogé sur les raisons du black-out italien du 28 septembre 2003, il a indiqué ne pas être en mesure d'expliquer les raisons de cet accident dans la mesure où le réseau suisse avait parfaitement respecté la règle du N-1 malgré la perte accidentelle d'un élément du réseau de transport.

II. Entretien avec M. Thomas Tillwicks, responsable de la gestion du réseau de transport électrique Swissgrid

M. Thomas Tillwicks a tout d'abord présenté les principales caractéristiques du réseau de transport d'électricité suisse qui se compose de 6.700 kilomètres de lignes à haute tension (1.780 km à 380 kilovolts et 4.920 km à 220 kilovolts) et présente une capacité d'échanges transfrontaliers de 26.000 MW, volume très élevé au regard de la production et de la consommation nationales. Par ailleurs, il a relevé que la Suisse consommait 2,6 % de l'électricité des pays membres de l'UCTE mais possédait 10 % des interconnexions utilisables.

Il a ensuite rappelé que Swissgrid, dont la création récente résulte de l'adoption de la loi sur l'approvisionnement électrique, dont le capital est détenu par sept entreprises, et qui possède 90 % des lignes à haute tension, succédait à ETRANS SA, qui n'était qu'une simple structure de coordination. Reprenant les 135 salariés de cette société, Swissgrid est au contraire un véritable gestionnaire de réseau, indépendant des propriétaires des infrastructures et bâti sur le modèle ISO, la majorité des membres du conseil d'administration étant par exemple indépendants. L'entreprise s'est ainsi vu confier les missions habituellement dévolues à un GRT : gestion et exploitation des lignes, dispatching, contrôle et surveillance, gestion des activités de *trading* d'électricité...

Puis **M. Thomas Tillwicks** a souligné que l'existence en Suisse d'un parc hydroélectrique important présentait une valeur considérable puisqu'il permet d'exporter de l'électricité vers les pays voisins en cas de période de pointe. En revanche, la Suisse importe de l'électricité pendant la nuit, notamment depuis la France, pour recharger les bassins supérieurs des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Par ailleurs, elle joue un rôle de réserve de puissance pour l'Allemagne quand l'électricité d'origine éolienne fait défaut dans ce pays.

Après avoir confirmé que Swissgrid entretenait des rapports très étroits avec les autres GRT européens et que l'entreprise était membre de l'UCTE et de l'ETSO, il a indiqué qu'elle coopérait plus particulièrement avec les GRT des quatre pays frontaliers, étant notamment liée par des accords de coopération avec les GRT allemand, autrichien et français (RTE). Interrogé sur la question de l'insuffisance des interconnexions en Europe, il a reconnu que certaines liaisons transfrontalières faisaient l'objet de fortes congestions et

que l'ensemble du maillage européen devait être renforcé. Ayant également considéré qu'une vingtaine d'éléments du réseau suisse devait faire l'objet de renforcements, il a ensuite insisté sur la nécessité de favoriser une meilleure coordination en temps réel des informations détenues par les différents GRT, préconisant à cet égard la création d'un centre européen de contrôle des réseaux de transport.

S'agissant des prix du transport d'électricité, **M. Thomas Tillwicks** a expliqué qu'ils seraient désormais fixés selon un principe de péréquation arrêtés par la loi sur l'approvisionnement électrique. Interrogé sur la pertinence du système tarifaire pour inciter à la réalisation des investissements nécessaires, il a estimé indispensable de garantir la neutralité et l'indépendance des GRT, jugeant que les producteurs d'électricité se préoccupaient plus du court terme que d'assurer le développement du réseau sur le long terme pour en garantir la viabilité. En ce qui concerne le système de mise aux enchères des capacités d'interconnexions, tout en le jugeant imparfait, il a considéré qu'il n'existait pas d'alternative satisfaisante.

Enfin, évoquant le black-out ayant frappé l'Italie le 28 septembre 2003 en replaçant cet incident dans son contexte, **M. Thomas Tillwicks** a tout d'abord souligné que le fonctionnement du réseau pouvait conduire à des mouvements importants et brutaux des flux d'électricité : ce sont parfois plus de 1.000 MW qui peuvent changer de sens de circulation en quelques instants. Observant que ces phénomènes rendaient d'autant plus délicate la gestion des réseaux et supposaient des échanges d'informations en temps réel entre les GRT puisque le temps de réaction en cas d'incident devient de plus en plus court, et expliquant que, le 28 septembre 2003, la charge sur le réseau était particulièrement forte, il a estimé qu'ETRANS SA avait réagi en respectant pleinement les règles de sécurité, notamment celle du N-1, après la perte d'un élément du réseau de transport suisse. Il s'est alors interrogé sur la réaction des autorités italiennes après qu'elles ont été prévenues de la situation sur le réseau suisse, relevant que l'Italie n'avait pas cherché à diminuer son volume d'importation alors qu'il couvrait environ 25 % de sa consommation.

III. Entretien avec M. Moritz Leuenberger, conseiller fédéral, chef du département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication

M. Moritz Leuenberger a déclaré que l'élaboration de la loi sur l'approvisionnement en électricité, dont l'entrée en vigueur est programmée en 2008, avait été guidée par le souhait de libéraliser le marché de l'électricité, afin d'ancrer pleinement le secteur énergétique suisse dans le marché européen, tout en maintenant des garde-fous. Le rapprochement avec le droit communautaire s'opère par la création d'un régulateur, la création d'un GRT indépendant, la promotion des énergies renouvelables (ENR) et des incitations à l'amélioration de l'efficacité énergétique. L'ouverture du marché se fera en deux étapes avec, dans un premier temps, une libéralisation du marché pour

les plus gros consommateurs. Estimant que cette initiative était délicate à mettre en œuvre dans la mesure où « la foi dans le marché » n'est pas immense en Suisse, il a souligné qu'une telle proposition de libéralisation du secteur énergétique, déjà discutée il y a cinq ans, avait été alors rejetée faute d'accord entre les partis politiques.

Puis, il a expliqué que la création d'une taxe sur les émissions de CO₂ avait pour objectif de diminuer la consommation d'énergies fossiles et de renforcer les usages de l'électricité, notamment en développant les pompes à chaleur pour les systèmes de chauffage.

Relevant que la principale crainte des autorités était celle d'une pénurie d'énergie d'ici vingt ans, **M. Moritz Leuenberger** a indiqué que le Conseil fédéral avait décidé d'élaborer des perspectives énergétiques à long terme et à définir un programme d'actions s'appuyant sur quatre piliers : la promotion des ENR, l'amélioration de l'efficacité énergétique, le développement de centrales à gaz et une relance du programme nucléaire, ces deux derniers points faisant débat. En effet, la relance du programme électro-nucléaire est loin d'être acquise dans la mesure où elle sera soumise à un référendum d'initiative populaire dont l'issue dépendra pour l'essentiel de la capacité à atteindre les objectifs en matière d'ENR et d'efficacité énergétique, et de la résolution de la question des déchets nucléaires. A cet égard, il a expliqué que les autorités suisses s'attachaient à trouver une solution durable à ce problème, notant que si le choix de procéder à leur enfouissement en couche géologique profonde avait été effectué, il convenait désormais de trouver un site d'accueil, qui sera sélectionné à l'issue d'une procédure démocratique.

M. Moritz Leuenberger a ensuite insisté sur l'absolue nécessité pour la Suisse de voir honorer les contrats à long terme de livraison d'électricité conclus avec EDF, les jugeant indispensables pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays et soulignant qu'il s'était récemment entretenu de cette question avec le Président de la République française, lequel lui avait donné des assurances sur ce point.

A une question de la délégation portant sur les objectifs de la Suisse en matière de réduction des émissions de CO₂, il a enfin répondu que le Parlement helvétique avait, à l'occasion de la discussion de la loi sur l'approvisionnement en électricité, introduit l'obligation de compenser toute nouvelle émission de CO₂ due à la production électrique, ce qui risquait d'obérer les projets de développement des cycles combinés à gaz. S'agissant des perspectives d'amélioration du potentiel hydroélectrique du pays, il a estimé que l'augmentation de la puissance des installations existantes était envisageable mais que la création de nouveaux ouvrages hydrauliques se heurterait aux conflits d'usage de l'eau et aux contraintes écologiques, notamment celles liées à la préservation de la vie aquatique.

IV. Entretien avec MM. Walter Steinmann, directeur de l'Office fédéral de l'énergie, et Jean-Christophe Füeg, représentant spécial pour les affaires énergétiques internationales

M. Walter Steinmann a tout d'abord expliqué que l'élaboration de la nouvelle législation suisse sur l'électricité avait été rendue obligatoire par la libéralisation des marchés énergétiques décidée par l'Union européenne. Ce nouveau corpus juridique, qui rend le droit suisse compatible avec le droit communautaire, prévoit l'ouverture à la concurrence des deux tiers du marché électrique national en 2008, la création d'un GRT indépendant ainsi que d'un régulateur, et la promotion des énergies renouvelables (ENR).

Puis, rappelant que la Suisse est la « plaque tournante du réseau européen d'électricité », il a indiqué que ses capacités d'interconnexion s'élevaient à 26 000 MW, ce qui représente 20 % du total des pays membres de l'UCTE, et que les flux physiques transfrontaliers s'élevaient à 50 TWh par an (10 % des échanges UCTE), soit à peu près autant que les 60 TWh annuels de la consommation d'électricité intérieure (2,5 % du total UCTE). Exposant ensuite d'un déficit de production apparaîtrait dès 2020 et excluant toute solution fondée sur un accroissement des importations, il a évoqué les pistes suivies pour tenter de répondre à ce défi :

- la promotion des ENR afin accroître la production de 1 à 5,4 TWh par an, la rétribution couvrant les surcoûts de production de l'électricité verte, qui est financée par un prélèvement sur le tarif d'utilisation des réseaux, passant en conséquence de 28 à 320 millions de francs suisses ;

- la préparation d'un plan d'action très volontariste de renforcement de l'efficacité énergétique pour assurer la maîtrise de la demande d'énergie face à la croissance tendancielle de la consommation d'électricité de 2 % par an ;

- la mise en place rapide de centrales à gaz, en dépit des interrogations pesant sur les avantages apportés par ces installations en termes de sécurité d'approvisionnement, compte tenu des réalités géopolitiques de la fourniture en gaz, et de la contrainte résultant de l'obligation de compenser intégralement les émissions supplémentaires de CO₂ qu'elles généreront ;

- la relance du programme électro-nucléaire, même si des incertitudes entourent cette stratégie. D'une part, l'acceptation politique est un préalable nécessaire puisque, même dans le cas où l'autorisation serait accordée par le gouvernement et entérinée par le Parlement, un référendum d'initiative populaire pourrait être organisé ; or, le choix de l'énergie nucléaire reste contesté au sein de la population. D'autre part, la question du stockage des déchets n'a pas encore trouvée de solution définitive, la Suisse ayant pour l'instant simplement voté un moratoire de dix ans sur le retraitement des déchets à l'étranger.

En conclusion, **M. Walter Steinmann** a souligné que la mise en place de centrales à gaz était absolument nécessaire pour assurer une transition sûre avant la construction de nouvelles centrales nucléaires.

Enfin, interrogé sur l'intérêt de la libéralisation du marché de l'électricité pour la Suisse, il a indiqué que le pays avait procédé à la libéralisation de plusieurs autres types de marchés avec succès et qu'il était important de s'aligner sur le droit communautaire. En effet, les Suisses ne peuvent être présents dans l'ERGEG et leurs entreprises ne peuvent exporter aisément dans certains pays de l'Union si le marché helvétique n'est pas libre. Il a aussi estimé que des gains de rationalisation de l'activité pourraient éventuellement en être retirés.

Compte rendu du déplacement en Espagne
(26 et 27 avril 2007)

Composition de la délégation : MM. Bruno Sido, président, Jean-Marc Pastor et Michel Billout, rapporteurs, Ambroise Dupont, Mme Elisabeth Lamure et M. Jackie Pierre.

Jeudi 26 avril 2007		
11 h 30 – 12 h 45	Entretien avec des députés : M. Antonio Cuevas Delgado , président de la commission industrie, tourisme et commerce, M. José Ramón Beloki Guerra , premier vice-président, M. Héctor Esteve Ferrer , deuxième secrétaire, M. Manuel Mas i Estela , porte-parole, Mme Arantza Mendizábal Gorostiaga , porte-parole, et Mme Rosario Velasco García	Chambre des députés
13 h 00 – 13 h 45	Entretien avec MM. Jorge Sanz Oliva , directeur général de la politique énergétique et des mines au ministère de l'industrie, du tourisme et du commerce, Eduardo Ramos García , sous-directeur général de l'énergie électrique, Juan Guía García , sous-directeur général des hydrocarbures, Antonio Torres , responsable des affaires internationales, David Pérez , unité d'appui, et Manuel García , coordinateur du cabinet du directeur général	Ministère de l'industrie, du tourisme et du commerce
14 h 00 – 16 h 00	Déjeuner de travail avec SE M. Claude Blanchemaison , Ambassadeur de France, MM. Francisco Xabier Albistur Marin , président de la commission industrie du Sénat, et José Seguí Diaz , porte-parole de cette commission, MM. José Ramón Beloki Guerra , premier vice-président de la commission industrie, tourisme et commerce de la Chambre des députés, et José Muñoz Martín , deuxième vice-président, Héctor Esteve Ferrer , deuxième secrétaire, et Manuel Mas i Estela , porte-parole de cette commission, MM. Alberto Carbajo Josa , directeur général des opérations <i>Red Eléctrica de España</i> (REE), José Donoso , directeur du développement de GAMESA, José Pablo Feijoo , directeur du développement d' <i>Endesa Europa</i> , Eduardo González , président de l'association professionnelle <i>Foro Nuclear</i> , José Luis Martínez , directeur général du Club espagnol de l'énergie, Miguel Angel Navarro , secrétaire général « Union Européenne » au ministère des affaires étrangères, José María Paz Boday , secrétaire général régulation <i>Unión Fenosa</i> , Dominique de Riberolles , directeur général de la <i>Compania Espanola de Petroleo SA</i> (CEPSA), Pascual Sala Atienza , secrétaire général de l'UNESA	Résidence de France

	(association espagnole de l'industrie électrique), Jorge Sanz Oliva , directeur général de la politique énergétique et des mines du ministère de l'industrie, du tourisme et du commerce, Pierre Didier , directeur de <i>Gaz de France Comercializadora</i> , Yves Jourdain , directeur général d' <i>Electrabel-Suez</i> , Mme Florence Delettre , directrice générale d' <i>EDF Península Ibérica</i> , M. Marc Maupas-Oudinot , ministre conseiller chargé des affaires économiques, Mme Anne Suard , conseillère, MM. Gérard Arfinengo , conseiller financier, et Thomas Vial , attaché économique	
16 h 30 – 18 h 30	Entretien avec MM. Luis Atienza , président de REE, Alberto Carbajo Josa , directeur général des opérations, et Luis Imaz Monforte , directeur du développement du réseau Visite du centre de contrôle	Red Eléctrica de España (gestionnaire du réseau de transport)
20 h 00 – 21 h 00	Présentation sur le développement des énergies renouvelables et sur le plan en faveur de l'efficacité énergétique par Mme Marisa Olano , chef du département des relations internationales à l'Institut pour la diversification et les économies d'énergie (IDAE), et M. Hugo Lucas Porta , département des relations internationales	Hôtel El Prado
Vendredi 27 avril 2007		
9 h 30 – 10 h 30	Entretien avec Mme Marina Serrano , secrétaire du conseil, M. Alberto de Frutos González , sous-directeur des marchés électriques, et M. Rafael Gómez-Elvira , sous-directeur des affaires européennes	Comisión Nacional de Energía (CNE)
10 h 45 – 11 h 30	Entretien avec MM. Javier Penacho , vice-président de l'association des entreprises fortement consommatrices d'énergie (AEGE), et Alberto Garcia Alvarez , secrétaire général de l'association des grands consommateurs d'énergie électrique du secteur des services (GRANCESS)	Mission économique
12 h 00 – 13 h 30	Entretien avec MM. José Gasset Loring , directeur des relations internationales d'Iberdrola, Gonzalo Sáenz de Miera , directeur de la prospective réglementaire, Rodolfo Martínez Campillo , chef de la planification et des offres, Marcos López-Brea , manager des relations internationales, Rodrigo Sousa Suárez , chargé des activités électriques libéralisées, Carlos Gascó , chargé de la prospective, et Mme Leyre La Casta Muñoa , gérante des achats Visite du centre de contrôle	Iberdrola

Jeudi 26 avril

I. Entretien avec des députés : MM. Antonio Cuevas Delgado, président de la commission industrie, tourisme et commerce, José Ramón Beloki Guerra, premier vice-président, Héctor Esteve Ferrer, deuxième secrétaire, Manuel Mas i Estela, porte-parole, et Mmes Arantza Mendizábal Gorostiaga, porte-parole, et Rosario Velasco García

M. Antonio Cuevas Delgado a exposé les bénéfices que l'Espagne tirerait de l'émergence d'une politique communautaire de l'énergie, plus particulièrement dans le domaine de la régulation et des interconnexions, ces dernières étant vitales pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays. Relevant que l'opinion était favorable à la constitution d'un marché intérieur de l'électricité et du gaz ainsi qu'à la fixation d'objectifs contraignants en matière d'augmentation des énergies renouvelables et d'amélioration de l'efficacité énergétique, il a considéré que la diversification des sources d'approvisionnement énergétiques constituait un défi pour l'ensemble des pays européens, notamment en matière gazière. Il a enfin rappelé que l'Espagne avait décrété un moratoire provisoire, prolongé *de facto*, sur la construction de nouvelles centrales nucléaires.

S'interrogeant sur la manière la plus efficace de mener une politique européenne de l'énergie permettant de satisfaire à la fois aux trois objectifs du « paquet énergie » - garantir la compétitivité de l'économie, assurer la sécurité d'approvisionnement et préserver l'environnement -, **Mme Arantza Mendizábal Gorostiaga** a indiqué que l'Espagne, qui approuve ces trois axes, cherche ainsi à augmenter la part de l'électricité d'origine renouvelable, à accroître la compétitivité du secteur par la promotion d'un marché concurrentiel de l'électricité et - bien qu'elle soit déjà le pays d'Europe disposant du plus large éventail d'approvisionnement gazier, qui couvre dix pays - à diversifier encore ses sources d'approvisionnements en gaz, un nouveau terminal de regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL) devant notamment venir bientôt s'ajouter aux six unités existantes. Observant néanmoins que l'Espagne, péninsule électrique, éprouvait des difficultés d'approvisionnement en électricité, elle a jugé fondamentale la mise en service d'une nouvelle interconnexion avec la France et salué la décision de l'Union européenne de nommer un coordonnateur européen chargé de faire aboutir ce projet. Elle a par ailleurs estimé que la création, avec le Portugal, du marché ibérique de l'électricité (MIBEL) permettrait de mieux assurer la sécurité d'approvisionnement des deux pays.

S'agissant du développement des énergies renouvelables (ENR), **Mme Arantza Mendizábal Gorostiaga** a considéré que, si elle avait pris de l'avance dans le secteur de l'éolien grâce à un système avantageux de tarif de rachat de cette électricité, l'Espagne connaissait en revanche du retard dans la promotion des autres types d'ENR, comme la biomasse ou le photovoltaïque, que la prolongation de l'arrêté réglementant les prix de soutien aux ENR devrait permettre de combler en favorisant le développement de ces deux

filières. Puis, elle a expliqué que le pays déployait d'importants efforts pour renforcer l'efficacité énergétique, l'élaboration d'un plan portant sur la période 2005-2007 pouvant, selon elle, constituer une source d'inspiration pour la politique communautaire en ce domaine. Elle a enfin mis en exergue l'importance de mener des réflexions prospectives à long terme sur la situation énergétique, rappelant que des comités d'experts travaillaient actuellement à l'élaboration de scénarios énergétiques à l'horizon 2030.

Relevant que l'importance de l'électricité d'origine éolienne dans le *mix* énergétique pouvait créer des difficultés en raison notamment de l'inégale répartition des installations éoliennes sur le territoire national, **M. Hector Esteve Ferrer** a indiqué que si le potentiel éolien couvrait largement les besoins en électricité de la province dont il est l'élu, cette situation était loin d'être similaire dans toutes les communautés autonomes espagnoles. Puis il s'est félicité que le nouveau code technique des bâtiments, récemment entré en vigueur, prévoie l'obligation d'équiper les constructions nouvelles en panneaux photovoltaïques, car cela permettra d'accroître la production électrique d'origine solaire.

M. José Ramon Beloki Guerra a souligné que le respect des trois objectifs de la politique énergétique européenne constituait une équation compliquée à résoudre, en particulier pour l'Espagne en raison du moratoire provisoire respecté de facto par les entreprises sur la construction de toute nouvelle centrale nucléaire sur le territoire espagnol. Indiquant que son groupe politique craignait que le pays ne soit pas, en l'état, en mesure de parvenir à satisfaire tous ces objectifs, il a estimé indispensable de prendre de nouvelles décisions à moyen terme en matière nucléaire, qualifiant à cet égard de très important le travail prospectif mené actuellement sur la situation énergétique espagnole à l'horizon 2030. Puis il a jugé nécessaire de parvenir, avant cette date, à la construction d'un marché européen de l'énergie, considérant que les décisions du Conseil des ministres de l'Union européenne des 8 et 9 mars 2007 devraient être de nature à la favoriser. Enfin, après avoir appelé non seulement l'Espagne, mais l'Union européenne dans son ensemble, à sortir de la situation de dépendance énergétique qui la caractérise actuellement, il a estimé indispensable d'améliorer les interconnexions.

Relevant qu'au contraire de la France, qui a clairement misé sur l'énergie nucléaire, l'Espagne était réticente à cette technologie en raison de l'opposition de son opinion publique, **Mme Rosario Velasco García** a estimé important le travail que doivent réaliser les responsables politiques pour expliquer objectivement à la population les risques réels de cette énergie.

Qualifiant d'éminemment politiques les questions énergétiques, **M. Antonio Cuevas Delgado** a estimé que, pour les traiter efficacement, l'Union européenne devait résoudre un certain nombre de problèmes politiques, en matière notamment d'approvisionnement. Puis il a indiqué que la question de la composition du capital des entreprises énergétiques ne le préoccupait pas dès lors qu'était assurée la sécurité de fourniture aux clients : la circulation du capital est une donnée naturelle de l'économie de marché et l'important est de

garantir une concurrence suffisante sur le marché de l'électricité pour offrir au consommateur des prix compétitifs et assurer les investissements nécessaires. A cet égard, il a souligné que la tentative d'OPA d'E.ON sur ENDESA intervenait à un moment où il n'existe pas encore de règles claires et respectées par tous les acteurs au niveau européen.

Mme Rosario Velasco García a fait valoir que les consommateurs électro-intensifs négociaient des offres de fourniture avec les producteurs d'électricité et que leur situation ne posait pas, au niveau national, de problème à court terme. Indiquant que le tarif réglementé serait toutefois supprimé définitivement en 2011, y compris pour les consommateurs domestiques, elle a précisé que la Commission nationale de l'énergie aurait pour mission de protéger les intérêts des consommateurs et des utilisateurs du système électrique.

II. Entretien avec MM. Jorge Sanz Oliva, directeur général de la politique énergétique et des mines au ministère de l'industrie, du tourisme et du commerce, Eduardo Ramos García, sous-directeur général de l'énergie électrique, Juan Guía García, sous-directeur général des hydrocarbures, Antonio Torres, responsable des affaires internationales, David Pérez, unité d'appui, et Manuel García, coordinateur du cabinet du directeur général

Après avoir rappelé que les principales sources d'énergie primaire en Espagne étaient le pétrole (50 %), le gaz naturel (20 %), le charbon (12 %, dont les deux tiers sont importés), le nucléaire (10 %) et les énergies renouvelables (8 %), **M. Jorge Sanz Oliva** a indiqué que le remplacement du charbon par le gaz et le développement des énergies renouvelables étaient deux objectifs fondamentaux pour l'Espagne. Il a souligné que l'augmentation de la production d'électricité était d'autant plus nécessaire que la consommation d'énergie, inférieure à la moyenne européenne, est en hausse permanente, notamment du fait du développement de la climatisation.

Il s'est ensuite félicité que le ministère de l'industrie, du tourisme et du commerce ait élaboré des outils de planification permettant de répondre aux trois défis de la politique énergétique que sont la sécurité d'approvisionnement, l'amélioration de la compétitivité et le développement durable. L'évolution de la demande de consommation est ainsi analysée précisément par région afin notamment de prévoir, avec le gestionnaire du réseau de transport (REE), les renforcements du réseau à effectuer en priorité. Les principales difficultés en matière d'approvisionnement résidant dans le développement de ces réseaux, du fait des oppositions locales s'élevant face à la construction de nouvelles infrastructures, l'Espagne pourrait, pour les lever, mettre en place, à l'instar de la France, un Fonds d'amortissement des charges d'électrification. La planification permet également, grâce des systèmes de primes et de garanties de prix, d'orienter les décisions d'investissement dans les capacités de production, et notamment les technologies utilisées.

S'agissant du système d'interruptibilité (ou d'effacement) des grands consommateurs en cas de problème sur le réseau, dont l'intérêt n'est plus à

démontrer, **M. Jorge Sanz Oliva**, après avoir expliqué que la rétribution de ce service était jusqu'à présent assurée par des remises sur la facture d'électricité, a annoncé qu'un marché de l'interruptibilité serait mis en place afin de respecter les contraintes imposées par le cadre européen. Puis, soulignant que l'isolement de l'Espagne dans le maillage électrique européen constituait l'une des préoccupations majeures du ministère, il a indiqué que la création d'une nouvelle interconnexion avec la France était un objectif essentiel car aujourd'hui, la faiblesse des interconnexions impose, pour des raisons de sécurité, une augmentation de la puissance installée à un niveau bien supérieur aux besoins, et donc une hausse significative des prix de l'électricité.

S'agissant des approvisionnements en gaz, il a relevé que si l'utilisation des gazoducs était moins chère que la construction des usines de regazéification, elle augmentait la dépendance vis-à-vis des pays producteurs, notamment de l'Algérie, alors que le transport de GNL par bateau méthanier permet non seulement de diversifier les fournisseurs mais également d'apporter de la flexibilité dans leurs choix. Se félicitant ainsi de l'actuel équilibre espagnol entre ces deux sources de fourniture en gaz, qui offre un bon niveau de sécurité d'approvisionnement, il a cependant jugé nécessaire d'accroître le nombre ou les capacités des sites de stockage de gaz.

Un débat s'est enfin engagé sur le nucléaire, au cours duquel **M. Jorge Sanz Oliva**, admettant que des opinions diverses traversaient le Gouvernement, a indiqué que le sujet ne serait pas publiquement débattu avant que le problème du renouvellement des centrales actuelles ne se pose.

III. Entretien avec MM. Luis Atienza, président de *Red Eléctrica de España* (REE), Alberto Carbajo Josa, directeur général des opérations, et Luis Imaz Monforte, directeur du développement du réseau

Présentant la société *Red Eléctrica de España* (REE), gestionnaire du réseau de transport d'électricité dont la mission générale est d'assurer le bon fonctionnement du système électrique espagnol, **M. Luis Atienza** a exposé les grands principes régissant son activité : l'indépendance, la transparence de gestion du système, la neutralité dans la prise de décisions, l'engagement sur la question environnementale et l'excellence dans la gestion. L'indépendance est garantie par la composition de l'actionnariat : 70 % des actions, possédées en majorité par des fonds de pension, sont cotées en Bourse, 20 % sont détenues par l'Etat et 10 % appartiennent à de grandes sociétés espagnoles, lesquelles ne sont cependant pas présentes au conseil d'administration afin d'éviter tout conflit d'intérêt.

M. Luis Atienza a ensuite évoqué la question de la hausse de la demande en électricité, notamment de pointe, qui constitue un défi pour l'appareil productif espagnol mais aussi pour la gestion du réseau. Le premier élément d'équilibre peut être le développement des interconnexions, qui constitue un impératif pour la sécurité d'approvisionnement de l'Espagne. Entre celle-ci et le Portugal, deux nouvelles lignes à haute tension ont ainsi été

construites au cours des trois dernières années, mais la péninsule ibérique restera une « île électrique » tant que la nouvelle interconnexion projetée avec la France ne sera pas réalisée. Le second élément d'équilibre est la maîtrise de l'énergie éolienne, qui est intermittente, ce que le système interconnecté doit prendre en compte. A ce titre, la mise en service d'un centre de contrôle des énergies renouvelables a permis d'améliorer la gestion de cette électricité et autorisé une augmentation de la puissance d'origine éolienne.

Puis, après avoir estimé que les objectifs de l'Union européenne imposaient aux réseaux, s'agissant de la libéralisation, une augmentation de leurs capacités afin que l'électricité puisse être acheminée de divers centres de production, et, en ce qui concerne l'accroissement des énergies renouvelables (ENR), leur sécurisation, **M. Luis Atienza** a présenté les trois objectifs de REE pour les prochaines années : le développement et le renforcement du maillage du réseau de transport, qui impose de suivre la croissance de la demande, d'évacuer l'énergie des cycles combinés et des parcs éoliens, d'alimenter les infrastructures des trains à grande vitesse et d'augmenter les interconnexions ; la continuité de la fourniture ; la création de valeur dans les activités de diversification.

MM. Alberto Carbajo Josa et **Luis Imaz Monforte** ont ensuite expliqué aux membres de la délégation l'organisation de la gestion journalière du réseau de transport, notamment celle des marchés d'ajustement infra-journaliers, ainsi le fonctionnement du centre de dispatching national et celui du centre de contrôle des énergies renouvelables.

IV. Présentation sur le développement des énergies renouvelables et sur le plan en faveur de l'efficacité énergétique par Mme Marisa Olano, chef du département des relations internationales à l'Institut pour la diversification et les économies d'énergie (IDAE), et M. Hugo Lucas Porta, du département des relations internationales

Après avoir rappelé que l'Institut pour la diversification et les économies d'énergie (IDAE) est un établissement public à caractère industriel et commercial rattaché au ministère de l'industrie, du tourisme et du commerce, **Mme Marisa Olano** en a présenté les grandes missions : promotion de l'efficacité énergétique, soutien à la diversification des sources d'énergie et lancement de projets innovants dans ces domaines. Concrètement, l'IDAE apporte un soutien technique et financier aux projets concernant les énergies renouvelables (ENR) et une assistance technique à l'administration publique, mène des actions visant à introduire de nouvelles technologies plus efficaces sur le marché, promeut l'efficacité énergétique, participe à la gestion des programmes communautaires et joue enfin un rôle en matière de diffusion de la technologie espagnole à l'étranger.

Après avoir souligné, pour s'en féliciter, que les ENR ont représenté 18,8 % de la production d'électricité en 2006 (dont 9,7 % pour l'hydraulique et 7,5 % pour les éoliennes), **Mme Marisa Olano** a expliqué l'importante

croissance de la production éolienne ces dernières années au Danemark, en Allemagne et en Espagne par le niveau élevé du tarif de rachat, indiquant à cet égard que les gouvernements allemand et espagnol avaient engagé une coopération visant à améliorer le régime de ces tarifs dans chaque pays.

Puis elle a présenté le plan des ENR pour 2005-2010 défini par le Gouvernement espagnol, dont les objectifs tendent à porter leur part à hauteur de 30,3 % de la consommation brute d'électricité et de 12,1 % de la demande d'énergie primaire, et à élever à 5,83 % la proportion des biocarburants dans la consommation totale d'essence. Les investissements prévus sur cette période s'élèvent à près de 26,6 milliards d'euros. S'agissant de l'énergie éolienne, un objectif ambitieux de 20 155 mégawatts (MW) installés en 2010 est visé.

M. Hugo Lucas Porta a ensuite détaillé la stratégie d'efficacité énergétique en Espagne pour la période 2004-2012, le potentiel d'économie estimé en fin de période étant de 15 500 ktep/an en termes d'énergie primaire. S'agissant de la période 2005-2007, il a établi la typologie des mesures mises en œuvre afin d'atteindre cet objectif :

- adaptations législatives et réglementaires : une conduite écologique est désormais nécessaire pour obtenir un permis de construire ; à titre d'exemple, le code technique des bâtiments a été révisé afin de rendre obligatoire l'installation de panneaux solaires sur les constructions nouvelles ;

- soutien économique et financier : subventions à l'achat électroménager (aide à l'acquisition d'appareils de classe A égale à 60 % du surcoût par rapport à la classe D, dans la limite de 50 euros) ; aides publiques pour cofinancer les audits énergétiques dans l'industrie (à hauteur de 75 % avec un maximum de 276 audits par an et une priorité accordée à certains secteurs) ; participation, pouvant aller jusqu'à 22 % des coûts, à l'installation dans l'industrie d'équipements permettant des économies de chauffage ou d'éclairage ; financement d'études et de programmes de formation destinés aux responsables et gestionnaires municipaux, et aux agriculteurs en ce qui concerne la consommation des tracteurs ou le recours aux systèmes d'irrigation ;

- mise en place d'expériences pilotes : certains plans de déplacement urbain ont été revus selon les directives de l'IDAE, des études et projets pilotes ont été menés en matière de plans de déplacement des entreprises pour les centres d'activités de plus de 200 employés, et des programmes d'aides à l'achat de véhicules utilisant des carburants alternatifs ont été lancés ;

- diffusion de l'information : des campagnes publicitaires générales et spécifiques ont été menées (notamment dans l'agriculture), même si quelques doutes peuvent être émis sur leur efficacité ;

- définition de comportements exemplaires : un plan d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique dans les bâtiments de l'administration centrale a été mis en œuvre ;

- promotion de la recherche et développement : par exemple, financement, jusqu'à 75 % de leur coût, d'études de viabilité pour la cogénération.

M. Hugo Lucas Porta a précisé que ce plan d'action, dont le coût est estimé à 722 millions d'euros - les mesures concernant le transport, la construction et le résidentiel concentrant 77 % des fonds -, est financé à hauteur de 50 % par le tarif électrique, de 35 % par les administrations locales et régionales, de 13 % par l'IDAE et du solde par les autres ministères. Il a estimé important son effet de levier, un volume d'environ 8 milliards d'euros devant ainsi être investi dans le secteur des économies d'énergie pendant la période. En retenant l'hypothèse d'un coût du baril de pétrole à 45 dollars et d'une tonne de CO₂ à 10 euros, il a indiqué que le bénéfice net susceptible d'être tiré de sa mise en œuvre pouvait être estimé à 4,3 milliards d'euros.

Aussi, appelant de ses vœux une « culture d'efficacité énergétique » de la société, **M. Hugo Lucas Porta** a conclu son intervention en notant qu'il s'agissait du plan d'efficacité énergétique le plus ambitieux jamais adopté en Espagne, avec un budget neuf fois supérieur aux précédents, mais que son succès nécessiterait la collaboration active des communautés autonomes et une participation indispensable des entrepreneurs et des citoyens.

Vendredi 27 avril

V. Entretien avec Mme Marina Serrano, secrétaire du conseil de la Comisión Nacional de Energía, M. Alberto de Frutos González, sous-directeur des marchés électriques, et M. Rafael Gómez-Elvira, sous-directeur des affaires européennes

Après avoir rapidement présenté la *Comisión Nacional de Energía* (CNE), le régulateur énergétique espagnol qui fête cette année ses dix ans d'activité, **Mme Marina Serrano** a souligné que l'une de ses missions était de contribuer à l'élaboration d'une planification à long terme des besoins en matière de développement des réseaux : après consultation de tous les opérateurs, un plan obligatoire est ainsi soumis aux transporteurs d'électricité et de gaz, qui doivent réaliser les investissements nécessaires. Elle a estimé que le développement d'« autoroutes de l'énergie » permettrait d'obtenir une concurrence réelle sur le marché de l'énergie en Espagne. En revanche, contrairement à la France, aucune procédure n'est définie pour programmer le développement des capacités de production : dans ce secteur, le système de fixation des prix sur les marchés est considéré comme suffisant pour assurer la réalisation des investissements nécessaires.

Afin de créer un marché européen de l'énergie, **Mme Marina Serrano** a jugé nécessaire d'augmenter le nombre de gazoducs et de renforcer les interconnexions électriques entre la France et l'Espagne, et s'est déclarée favorable à la séparation patrimoniale (« *unbundling* ») entre le gestionnaire du réseau et les producteurs. Puis, interrogée sur la situation d'ENDESA, elle a expliqué qu'au regard de ses missions en matière de respect des règles

concurrentielles -informer les autorités chargées de veiller à la bonne application de ces règles, élaborer un rapport sur les opérations de concentration d'entreprises dans le secteur énergétique et autoriser les opérations de fusions/acquisitions d'entreprises ayant en charge des activités régulées-, la CNE devrait être appelée à donner un avis sur la prise de contrôle de l'entreprise espagnole par ENEL.

VI. Entretien avec MM. Javier Penacho, vice-président de l'Association des entreprises fortement consommatrices d'énergie (AEGE), et Alberto Garcia Alvarez, secrétaire général de l'Association des grands consommateurs d'énergie électrique du secteur des services (GRANCESS)

M. Javier Penacho a tout d'abord expliqué que l'AEGE regroupait des entreprises fortement consommatrices d'énergie qui, relevant notamment des secteurs du ciment, des métaux, de la chimie ou de la sidérurgie et constituant le socle industriel de l'Espagne, représentent 15 % de sa consommation électrique et 10 % de sa consommation de gaz. Indiquant que l'électricité était pour ces entreprises une matière première au coût parfois trois fois supérieur à celui de la main d'œuvre (notamment pour la production de chlore ou d'aluminium), il a fait valoir que l'explosion de son prix en Espagne était, en raison de la dégradation de compétitivité en résultant, de nature à inciter certains industriels à délocaliser leurs activités. Notant en outre que le marché européen de l'électricité, loin d'être unique, était constitué de multiples sous-marchés régionaux aux prix et aux règles très différents, il a, en conséquence, dénoncé les conditions dans lesquelles a été effectuée la libéralisation des marchés énergétiques dans l'Union européenne qui, selon lui, ne permet pas aux clients de choisir librement leur producteur. Il a de plus déploré qu'en Espagne, l'essentiel des nouvelles capacités de production électrique programmées à court terme soient des unités de cycle combiné à gaz (CCG), technologie qui présente certes le mérite d'être opérationnelle très rapidement mais dont les coûts variables de fonctionnement sont les plus élevés en raison de la volatilité des prix du gaz.

M. Javier Penacho a par ailleurs contesté l'alignement systématique des prix de l'électricité sur le coût du dernier kilowattheure produit, qui est le plus cher, jugeant que, dans ces conditions, ils ne pouvaient légitimement être qualifiés de « prix de marché ». Observant que les producteurs d'électricité sont aujourd'hui en situation d'oligopole alors qu'au contraire, les entreprises électro-intensives sont soumises à une concurrence internationale très vive, il a mis en évidence le paradoxe selon lequel il serait plus rentable, pour certaines industries, de constituer leurs propres capacités de production que d'avoir recours au marché de l'électricité, et jugé qu'une telle démarche était contraire à toute logique économique. Il a également critiqué la faiblesse des interconnexions européennes, qui limite considérablement les possibilités offertes aux consommateurs de s'alimenter dans des pays où l'électricité est meilleur marché : à cet égard, il a déploré les difficultés à construire de nouvelles interconnexions, regrettant qu'en Espagne, il soit possible de réaliser

de nombreux types d'infrastructures, telles que les routes, mais pas de lignes électriques, alors qu'elles sont pourtant essentielles à l'activité économique.

Enfin, distinguant les consommateurs domestiques, pour qui l'électricité est une nécessité, et les entreprises, notamment électro-intensives, pour qui elle est une matière première, il a considéré que ces deux types de profils de consommation justifiaient une organisation de marché permettant de différencier ces situations, qui ne sauraient, selon lui, être soumises aux mêmes règles, et jugé qu'une visibilité à moyen terme, notamment par des contrats à long terme, devait être garantie aux adhérents de l'AEGE.

Estimant que les 21 entreprises de service membres de la GRANCESS, qui consomment 9,5 gigawattheures (GWh) par an, soit 4 % de l'électricité consommée en Espagne, ne subissent pas les mêmes risques que celles de l'AEGE, **M. Alberto Garcia Alvarez** a toutefois émis des critiques sur le fonctionnement du marché électrique. Il a ainsi regretté que les sociétés de transport ferroviaire ne soient pas rémunérées pour l'énergie qu'elles renvoient dans le réseau (notamment lorsque fonctionnent les systèmes de freinage) et que les effets perturbateurs ne soient pas intégrés, ce qui ne les encourage pas à améliorer leurs équipements. Après avoir également déploré l'absence d'incitation à la cogénération, il a enfin fortement critiqué la situation oligopolistique du marché électrique dont l'organisation actuelle ne permet pas, selon lui, la fixation d'un prix raisonnable de l'électricité. Ayant illustré son propos en expliquant que la suppression de certains tarifs administrés en 2006 s'était immédiatement traduite, pour ceux qui en bénéficiaient, par une hausse de leurs coûts d'approvisionnement en électricité, il a appelé de ses vœux une action rapide de l'Union européenne pour construire un marché de l'électricité cohérent et concurrentiel, dont le fonctionnement soit efficace pour les consommateurs.

VII. Entretien avec MM. José Gasset Loring, directeur des relations internationales d'Iberdrola, Gonzalo Sáenz de Miera, directeur de la prospective réglementaire, Rodolfo Martínez Campillo, chef de la planification et des offres, Marcos López-Brea, manager des relations internationales, Rodrigo Sousa Suárez, chargé des activités électriques libéralisées, Carlos Gascó, chargé de la prospective, et Mme Leyre La Casta Muñoa, gérante des achats

M. José Gasset Loring a tout d'abord présenté *Iberdrola*, société centenaire devenue, avec l'acquisition récente de la société *Scottish Power*, le troisième électricien européen après EDF et E.ON, et disposant d'une capacité installée de 40.000 MW, d'une capitalisation boursière de 67 milliards d'euros et d'un portefeuille de 22 millions de clients dans le monde. De plus, l'entreprise est aujourd'hui, avec une capacité installée de 7 000 MW, l'un des leaders mondiaux en matière d'électricité éolienne, et a pour stratégie de se spécialiser dans le domaine des énergies renouvelables (ENR) afin d'y disposer d'un avantage compétitif.

M. José Gasset Loring a ensuite souligné que les décisions d'investissement de l'entreprise étaient commandées par la prévisibilité des prix, afin d'assurer à ces investissements la rentabilité nécessaire, la stabilité des normes et celle des profits attendus de la vente d'électricité. De ce fait, 90 % du développement d'*Iberdrola* a lieu dans des pays disposant de systèmes où le tarif de l'électricité issue des ENR, et notamment des éoliennes, est garanti (Espagne, France, Portugal, Grèce et Allemagne), ou dans lesquels des avantages fiscaux favorisent la production des ENR (Etats-unis et Grèce). Dès lors, en l'état actuel du cadre législatif et réglementaire, *Iberdrola* serait en mesure d'atteindre ses objectifs d'augmentation de ses capacités de production éolienne, qui sont de l'ordre de 20.000 MW à l'horizon 2010.

Par ailleurs, tout en jugeant que des améliorations pourraient être apportées au fonctionnement du marché avec la réalisation de nouvelles interconnexions entre la France et l'Espagne, il a considéré que les modalités actuelles de fixation des prix sur les marchés étaient pertinentes. Il a conclu sur la nécessité de parvenir, à moyen terme, à ce que les prix de l'électricité soient d'un niveau suffisant pour garantir la rentabilité des investissements.

Mme Leyre La Casta Muñoa a ensuite présenté le fonctionnement des six marchés infra-journaliers de l'électricité qui existent en Espagne pour permettre aux distributeurs de diversifier leurs sources d'approvisionnement et d'acquérir de l'électricité en fonction de leurs besoins.

Enfin, après avoir déclaré ne pas comprendre l'obsession de la direction de la concurrence de la Commission européenne à l'égard de l'*unbundling*, les interlocuteurs d'*Iberdrola* ont estimé impératif que l'organisation du secteur de l'électricité garantisse à la fois l'indépendance énergétique, avec un bouquet énergétique diversifié, et la transparence des échanges.

VISITES DE SITES EN FRANCE

Mercredi 2 mai

**Centre national d'exploitation du système (CNES)
de Réseau de Transport d'Electricité (RTE)**

Saint-Denis

Accueil et présentation par **M. André Merlin**, président du directoire de RTE, et **Mme Clotilde Levillain**, directeur délégué du CNES, en présence de **M. Michel Derdevet**, directeur de la communication et des relations extérieures de RTE, **Mme Valérie-Anne Lencznar**, responsable de la communication au CNES, **M. Stéphane Cossé**, directeur adjoint de la communication de RTE en charge des relations extérieures, et **Mme Christine Vion-Paillet**, chargée des relations avec le Parlement.

Jeudi 3 mai

Centre de recherche et de développement d'Electricité de France (EDF)

Chatou

Accueil et présentation générale par **M. Yves Bamberger**, directeur d'EDF Recherche et Développement, membre de l'Académie des Technologies, en présence de **M. Bertrand Le Thiec**, chargé des relations avec le Parlement à la direction des affaires publiques d'EDF.

Exposés de collaborateurs d'EDF R&D :

- **Mme Nelly Recrosio**, chef du département « *Energies dans les bâtiments et les territoires* »

- **M. Jean-Christophe Fournier**, chef du groupe « *Hydraulique à surface libre et Exploitation* »

- **M. Joseph Maire**, chef du projet « *Préparer la distribution de 2015* »

- **M. Thierry Jouhanique**, chef du projet « *Prévisions de la production éolienne* »

- **Mme Estelle Desroches**, chef du groupe « *Simulation multidimensionnelle et Modélisation physique en hydraulique* ».

Visite des installations de simulation hydraulique.

Mercredi 9 mai

Centrale à cycle combiné à gaz DK6 de Gaz de France (GDF)

Dunkerque

Accueil, présentation et visite du site par **MM. Olivier Lecointe**, directeur Electricité de GDF, **Christian Dubaud**, directeur de la CCCG DK6, et **Alain Chassagne**, représentant d'Alstom, société en cours de procédure d'inspection d'une des deux turbines de la CCCG.

Jeudi 10 mai

Ferme éolienne de Total

Mardyck

Accueil, présentation et visite du site par **MM. Eric Guillotin**, directeur de la Raffinerie des Flandres, **Christophe Cevasco**, chargé des relations avec le Parlement et les élus à la direction des relations institutionnelles de Total, **Jean-François Renault**, spécialiste éolien à la direction des énergies renouvelables de Total, et **Mme Virginie Choan**, service de la communication de la Raffinerie des Flandres.

**Centre nucléaire de production d'électricité (CPNE)
d'Electricité de France (EDF)**

Gravelines

Accueil, présentation et visite du site par **MM. Bernard Dupraz**, directeur général adjoint de la Production Ingénierie d'EDF, **Gérard Trouvé**, directeur des affaires publiques d'EDF, **Eric Jouen**, directeur du CPNE, **Bertrand Le Thiec**, chargé des relations avec le Parlement d'EDF, **Laurent Roussel**, chef du service Conduite des tranches 5 et 6, **Mme Sylvie Lebreux**, chef de la Mission information communication, **M. Eric Brière**, chargé de communication, et **Mme Isabelle Manier**, guide conférencière.