Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France

Rapport
Jean-Marie Chevalier
Jacques Percebois

Commentaires
Philippe Chalmin
Élie Cohen

Complément
Benoît Sévi

Réalisé en PAO au Conseil d'Analyse Économique
par Christine Carl

© La Documentation française. Paris, 2008 - ISBN : 978-2-11-007038-8

« En application de la loi du 11 mars 1957 (article 41) et du Code de la propriété intellectuelle du 1er juillet 1992, toute reproduction partielle ou totale à usage collectif de la présente publication est strictement interdite sans l'autorisation expresse de l'éditeur.

Il est rappelé à cet égard que l'usage abusif de la photocopie met en danger l'équilibre économique des circuits du livre. »

Sommaire

Introduction 5
Christian de Boissieu

RAPPORT
Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France 7
Jean-Marie Chevalier et Jacques Percebois

Introduction 9

1. Le contexte énergétique mondial et européen 9
1.1. La globalisation de la problématique énergie-environnement 9
1.2. La dynamique énergétique européenne 14

2. La régulation des industries du gaz et de l'électricité 20
2.1. Le pouvoir et l'indépendance des régulateurs 21
2.2. L'indépendance des gestionnaires de réseau 24

3. Prix et marchés de l'électricité en France et en Europe 27
3.1. L'électricité devenue bien essentiel, donc un bien politique ? ... 30
3.2. Les prix de l'électricité et la formation d'un marché européen de l'électricité 31
3.3. Les imperfections des marchés 36
3.4. Les impératifs prioritaires d'harmonisation et de coordination 43
3.5. Assurer les investissements nécessaires pour la production et de transport 51

4. Prix et marchés du gaz naturel en France et en Europe 56
4.1. Les spécificités du gaz par rapport à l'électricité 56
4.2. La sécurité des approvisionnements : le débat sur le maintien de contrats à long terme 57
4.3. La structure des prix du gaz naturel 64
4.4. Les imperfections du marché du gaz en Europe 72
4.5. Les remèdes possibles 81
4.6. L'impact du prix du gaz sur le prix de l'électricité 84

Conclusion 85

Annexe. Impact des interconnexions électriques 89

COMMENTAIRES

Philippe Chalmin 95

Élie Cohen 99

COMPLÉMENT

Marchés à terme et marchés dérivés énergétiques : le cas du gaz et de l'électricité 107
Benoît Sévi

RÉSUMÉ 131

SUMMARY 139

Introduction

L'Europe et donc aussi la France sont, dans le nouveau contexte énergétique, confrontées à de redoutables défis. Il leur faut améliorer la sécurité de leurs approvisionnements et intégrer leur politique énergétique dans un cadre plus général faisant désormais la place qu'elles méritent aux considérations d'environnement (en particulier, la lutte contre le changement climatique) et de développement durable. Dans le même temps, les différents marchés de l'énergie montrent un mélange de tendances lourdes et de fortes incertitudes, avec une emprise croissante de ces dernières.

Le rapport qui suit est donc spécialement bienvenu, car il est consacré à l'analyse économique des marchés français et européen de l'électricité et du gaz naturel.

Certes l'Union européenne a progressé dans la mise en place d'un marché plus intégré de l'énergie et des politiques nationales mieux coordonnées. L'adoption de la règle des « trois fois 20 % » (20 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre, 20 % d'amélioration de l'efficacité énergétique, 20 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020) illustre la dynamique européenne en cours. Mais beaucoup reste à faire.

Le rapport privilégie deux axes complémentaires :

• faciliter la réalisation des investissements nécessaires pour la production et le transport de l'électricité et du gaz, car il existe en la matière un risque de sous-investissement au plan européen ;

• renforcer l'harmonisation et la coordination entre pays membres de l'Union européenne, voire si nécessaire entre certains d'entre eux via une formule de coopération renforcée ou d'un dispositif qui s'en rapprocherait.

Le rapport défend l'idée qu'à long terme, il faut s'attendre, du moins pour l'Europe continentale, à aller vers un seul réseau, un seul marché et un seul régulateur. Il propose, pour faciliter cette transition, de renforcer le rôle et les pouvoirs des organismes de coordination existants, qu'il s'agisse des gestionnaires de réseaux (ETSO) ou des régulateurs de l'électricité et du gaz (réunis dans ERGEG), tout en consolidant l'indépendance des uns et des autres.

Le rapport a bénéficié de l'appui éclairé de Gunther Capelle-Blancard, Laurent Flochel et Stéphane Saussier, conseillers scientifiques au CAE. Il a été présenté à Christine Lagarde, ministre de l'Économie, des Finances et de l'Emploi, à Éric Besson, Secrétaire d'État à la Prospective et à l'Évaluation des Politiques publiques et à Luc Chatel, Secrétaire d'État à la Consommation et au Tourisme, lors de la séance plénière du CAE du 18 octobre 2007.

Christian de Boissieu

Président délégué du Conseil d'analyse économique

Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France

Jean-Marie Chevalier

Professeur à l'Université de Paris-Dauphine et Directeur du Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (CGEMP)

Jacques Percebois

Professeur à l'Université de Montpellier I et Directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN)

Introduction

La situation énergétique internationale est avant tout marquée par des risques et des incertitudes. Sur le front des hydrocarbures, la concentration des réserves sur des pays à risques suscite des craintes quant à la réalisation des investissements nécessaires. Toutefois, les incertitudes les plus importantes sont celles qui sont liées au réchauffement climatique. Le phénomène est scientifiquement avéré mais nul ne peut dire quelles en seront les conséquences économiques, sociales, politiques, géographiques. Beaucoup

(*) Le Conseil d'analyse économique a demandé à Jean-Marie Chevalier de rédiger un rapport sur l'énergie. Le Professeur Jacques Percebois a accepté d'être co-auteur de ce rapport. Compte tenu des autres travaux de réflexion sur l'énergie menés en ce moment même sous l'égide des pouvoirs publics, nous avons choisi de focaliser notre analyse sur les marchés du gaz et de l'électricité en France et en Europe. En effet, la construction d'un marché européen de l'énergie se heurte à de nombreux obstacles et il est important que la France puisse clarifier davantage sa position dans une optique qui vise à valoriser nos atouts tout en favorisant l'émergence d'un grand marché profitable à tous. Les marchés du gaz et de l'électricité sont des marchés extrêmement complexes. Nous avons privilégié une approche institutionnelle qui met l'accent sur la coopération, l'harmonisation, la coordination entre les acteurs. Nous pensons que les régulateurs européens, et par conséquent le régulateur français, ont un rôle majeur à jouer, en concertation, pour améliorer le fonctionnement de ces marchés. La présente version du rapport a été lue par un petit nombre de personnes qualifiées. Nous avons tenu compte de leurs remarques. Nous avons également tenu compte des commentaires qui ont été faits le 11 juillet 2007 lors de la discussion en séance plénière du CAE, notamment par Philippe Chalmin et Élie Cohen, discutants, membres du Conseil d'analyse économique, que nous remercions.

d'éléments se conjuguent toutefois pour inviter à l'action. Le rapport français sur la division par quatre des émissions de gaz à effet de serre (2006) et le rapport Stern (2006) tendent à prouver que la réduction des émissions de gaz à effet de serre représente, pour la communauté mondiale, un investissement relativement modeste comparé au coût économique qui serait engendré par l'inaction. La situation énergétique et environnementale globale amène à penser que l'énergie sera significativement plus chère que par le passé. Bien essentiel qui nourrit la croissance économique, l'énergie doit aujourd'hui être associée aux problèmes posés par le changement climatique.

Face à cette situation l'Europe présente une vision originale d'un futur énergétique qui serait à la fois compétitif, sûr et soutenable. Le « paquet énergie » présenté par la Commission le 10 janvier 2007 et confirmé par le Conseil des ministres en mars, renforce cette vision communautaire, en proposant des objectifs précis à l'horizon 2020 : diminution de 20 % des émissions de gaz à effet de serre (par rapport au niveau atteint en 1990), augmentation de 20 % de l'efficacité énergétique, contribution des énergies renouvelable au bilan énergétique portée à 20 %.

Ces objectifs ne pourront être atteints que si les marchés nationaux, aujourd'hui fragmentés, s'intègrent dans un marché unique de l'énergie, ce qui est déjà fait pour le pétrole et les produits pétroliers. Pour le gaz et l'électricité, la mise en place de marchés uniques n'est pas chose facile, car il remet en cause les vieilles structures nationales verticalement intégrées et monopolistes qui ont joué un rôle moteur à un moment donné de l'Histoire européenne. Les difficultés de mise en œuvre d'un marché unique concurrentiel sont renforcées par la hausse récente des prix du gaz et de l'électricité. Des interrogations s'insinuent : un marché unique est-il possible et souhaitable ? Sommes-nous en train de sacrifier notre nucléaire sur l'autel européen ? Le marché délivre-t-il les bons signaux ? Ces réactions protectrices freinent la construction du marché unique et des effets bénéfiques que l'on peut en attendre à moyen-long terme.

Nous pensons que la construction d'un marché européen de l'énergie est de nature à profiter à tous les consommateurs sur le plan de la concurrence, de l'innovation, de la sécurité des approvisionnements. C'est un processus long, difficile, parfois douloureux dans la mesure où les fondamentaux de l'énergie paraissent durablement orientés à la hausse, pour les combustibles fossiles mais aussi pour l'électricité. Un marché unique est toutefois susceptible de donner à l'Europe un avantage compétitif important dans le long terme et de renforcer le leadership européen pour la construction mondiale d'un futur énergétique soutenable.

En focalisant notre analyse sur les marchés du gaz et de l'électricité, nous avons choisi de privilégier l'aspect institutionnel parce qu'il nous apparaît comme la force motrice de la construction européenne. Nous pensons que la France a un rôle important à jouer dans cette dynamique institutionnelle.

Nos principales recommandations visent essentiellement à renforcer le pouvoir de certaines entités de façon à accélérer l'harmonisation des procédures et des standards, la coordination, la circulation de l'information, la transparence :

• renforcer l'indépendance des régulateurs nationaux et s'assurer notamment que la défense de l'intérêt collectif passe bien avant celle des intérêts particuliers (opérateurs mais aussi intérêts à court terme des consommateurs) ;

• renforcer le pouvoir de l'association des régulateurs européens (ERGEG-Plus) et harmoniser les périmètres d'action des divers régulateurs européens. Il serait souhaitable que le club des régulateurs puisse par exemple établir un « code de bonne conduite » qui fixe des règles communes pour l'accès aux réseaux, le traitement des congestions et du transit ;

• renforcer le pouvoir de l'association des opérateurs de réseaux (pour le gaz naturel et pour l'électricité). Ces associations doivent agir en étroite concertation avec l'association des régulateurs ;

• coordonner et créer les impulsions nécessaires pour les investissements du futur. Le système français de programmation pluriannuelle des investissements pour l'électricité (PPI) est difficilement transposable à l'Europe mais nous suggérons des méthodes mieux adaptées, au moins pour les pays qui sont disposés à aller plus loin dans l'harmonisation et la construction d'un « Schengen de l'énergie ». *Notre approche est fondée sur l'idée que l'on irait progressivement, au moins sur la plaque continentale, vers un seul réseau électrique, un seul organisme de régulation et un seul marché pour l'électricité* ;

• stimuler les investissements des gestionnaires de réseau sans hésiter parfois à encourager les surcapacités pour accélérer à terme la fluidité des marchés et la concurrence ;

• nous pensons enfin que les prix et les tarifs doivent être progressivement adaptés pour qu'ils envoient les vrais signaux de marché, ceux qui reflètent les coûts des investissements que nous avons à faire, au niveau européen, pour construire un système énergétique qui soit compétitif, sûr et qui participe au développement durable.

1. Le contexte énergétique mondial et européen

1.1. La globalisation de la problématique énergie-environnement

L'année 2006 marque un tournant dans la problématique énergie-environnement. Ces deux termes, qui n'étaient pas systématiquement associés, le sont aujourd'hui de façon irréversible et leur association est à la fois scientifique (le changement climatique), économique et politique. C'est la première fois dans l'Histoire que nous avons à gérer un bien public collectif, le climat, qui appartient à 6 milliards d'individus et qui seront 9 milliards bien avant la fin du siècle (vers 2060). C'est le vrai défi de ce siècle.

Plusieurs événements illustrent ce tournant. Citons d'abord la voix très officielle de l'Agence internationale de l'énergie qui ouvre ses perspectives énergétiques 2006 par cette phrase significative : « le futur énergétique que nous sommes en train de construire n'est pas soutenable ». Pas soutenable, parce qu'il ne s'inscrit pas dans une perspective de développement durable, parce qu'il est trop intense en carbone et en émissions de gaz à effet de serre. Au même moment, le rapport de Nicolas Stern aborde le phénomène du réchauffement climatique sous l'angle économique pour arriver à la conclusion que, malgré la marge d'incertitude, le coût d'une action immédiate pour réduire les émissions de gaz à effet de serre est relativement modeste comparé aux coûts que devra supporter l'économie mondiale si nous ne faisons rien. En France, les conclusions du rapport « facteur 4 » vont dans le même sens.

Partout dans le monde, s'opère une prise de conscience de ces problèmes énergie-environnement et la multiplication des évènements climatiques extrêmes (tornades, tempêtes) consolide cette prise de conscience, notamment dans des pays qui ne sont pas signataires du Protocole de Kyoto : les États-Unis et l'Australie. L'urgence de l'action paraît s'imposer mais elle demeure toutefois aux niveaux des principes et des intentions.

En effet, il est essentiel de rappeler que nous sommes prisonniers d'un système énergétique extrêmement rigide alimenté à 36 % par le pétrole, à 25 % par le charbon, à 21 % par le gaz naturel. Nos consommations énergétiques dépendent ainsi pour plus de 80 % des trois grandes énergies fossiles, émettrices de gaz à effet de serre et qui sont par nature non renouvelables. La rigidité du système est à la fois structurelle et comportementale. Les structures ce sont les gisements, les sites de production, les fils et les tuyaux, les tankers et les raffineries et enfin un parc mondial de près de un milliard de véhicules (voitures particulières et véhicules utilitaires). Cette rigidité structurelle est accompagnée d'une rigidité des comportements fondée sur les habitudes acquises et, pour le plus grand nombre, une faible élasticité prix. Ces différentes rigidités sont encore renforcées par les flux financiers et les enjeux économiques et politiques qui les accompagnent.

La conciliation entre l'énergie et l'environnement révèle un certain nombre de contradictions majeures :

- contradiction entre l'urgence à agir et la rigidité du système ;
- contradiction entre la répartition mondiale des niveaux de consommations énergétiques (rappelons qu'en Chine, la consommation d'énergie par habitant est de 1 tonne par an d'équivalent pétrole, elle est de 4 tonnes en Europe et de 8 tonnes aux États-Unis) ;
- contradiction entre le besoin d'énergie additionnelle et le développement durable.

Cette situation est bien décrite par Marcel Boiteux qui compare la planète Terre à un vaisseau spatial qui nous promène à travers les étoiles : « Dans ce vaisseau spatial, tout est rare et indispensable : l'air à respirer et

le conditionnement des déchets qui font l'environnement ; mais aussi l'eau à boire, la nourriture et l'espace pour vivre, qui oblige à la solidarité entre spationautes. Toutefois, si tout y est rare, cela n'exclut pas que, de progrès en progrès, assimilables à la croissance économique, la vie dans le satellite finisse par devenir moins astreignante, et peut être un jour confortable si ce n'est gratifiante. Ainsi, l'environnement, la solidarité, mais aussi le progrès – ou la croissance – sont-ils les maîtres mots des spationautes […] que nous sommes, lancés à travers l'espace sur notre petite planète. Que se passerait-il dans le satellite si l'un des cinq occupants absorbait à lui seul 80 % des ressources et se rendait responsable des trois quarts des pollutions ? Et cela tandis que, parmi ses coéquipiers, l'un d'eux ne parviendrait même pas à manger à sa faim et que deux autres ne dépasseraient guère les limites de la survie ? On crierait au scandale. Telle est pourtant la situation de la Terre ».

On peut penser que la résolution du problème implique le jeu combiné de plusieurs facteurs parmi lesquels l'action, l'adaptation et les prix. L'action à laquelle appellent les scientifiques et certains politiques se heurte à de très fortes inerties et la vigueur de l'action collective dépendra en grande partie de la violence des phénomènes résultant du changement climatique. L'adaptation revêt plusieurs formes : réponses technologiques et, probablement, flux migratoires de certaines populations contraintes de quitter leurs territoires. Quant aux prix, peut être gonflés par des taxes, ils peuvent avoir pour effet de limiter la demande d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre mais ils le feront au détriment des plus pauvres.

La situation énergétique et environnementale mondiale est marquée à la fois par des tendances lourdes et par de nombreuses incertitudes génératrices de risques.

1.1.1. Les tendances lourdes

Les tendances lourdes sont liées à la très forte rigidité des systèmes en place. Même si la prise de conscience progressive des contraintes d'environnement fait partie des tendances lourdes, on n'observe pour l'instant aucune modification majeure et rapide du bilan énergétique mondial. La domination des trois grandes énergies fossiles est maintenue.

Du côté des ressources, les réserves de pétrole, de gaz et de charbon sont encore importantes. Les réserves d'hydrocarbures sont toutefois très concentrées sur une trentaine de pays dont beaucoup peuvent être considérés comme des pays à risque. L'accrochage du prix du gaz au prix du pétrole tend à freiner la croissance de la demande de gaz naturel et à renforcer la compétitivité du charbon. En Chine et aux États-Unis, par exemple, une bonne partie des nouvelles centrales électriques fonctionne au charbon. La croissance de la demande d'énergie, et notamment d'électricité, est alimentée pour plus de 70 % par la croissance rapide des pays non-OCDE mais les trois grands pôles de consommation que sont les États-Unis, l'Union européenne et l'Asie sont confrontés à une très forte croissance de leurs impor-

tations de pétrole et de gaz naturel, en provenance des pays « à risque » mentionnés ci-dessus. Dans la croissance des flux d'exportations-importations, le gaz naturel liquéfié connaît une croissance rapide. Cette évolution renforce la dépendance de la planète par rapport à ces pays qui comprennent bien entendu tous les pays de l'OPEP.

Les autres énergies qui sont l'hydraulique, le nucléaire, l'éolien, la biomasse et le solaire se développent au gré de certaines politiques volontaristes et de subventions aux énergies renouvelables. Leur croissance actuelle n'est pas de nature à bouleverser les grands équilibres. On constate une certaine « renaissance du nucléaire » dans un certain nombre de pays et la réouverture de débats nucléaire mais, encore une fois, les mouvements sont très lents. Le cas de la Chine est intéressant de ce point de vue : si la Chine construit, comme elle l'assure, vingt ou trente centrales nucléaires d'ici 2030, la part du nucléaire dans le bilan chinois passera de 1,5 à 3 ou 3,5 %.

Ce sont ces tendances lourdes, et cette relative immobilité, qui amènent l'Agence internationale de l'énergie à écrire que, dans un scénario où les politiques énergétiques actuelles sont inchangées, le futur énergétique que nous construisons n'est pas soutenable. Il n'est pas soutenable pour des raisons environnementales. Il n'est pas soutenable parce que l'on pourrait se heurter à une insuffisance de l'offre qui pourrait résulter de l'insuffisance des investissements, de catastrophes naturelles ou de ruptures d'approvisionnements.

1.1.2. Les incertitudes et les risques

La situation énergétique et environnementale mondiale est marquée par un très grand nombre d'incertitudes, les « incertitudes dynamiques du futur » pour reprendre la belle expression de l'économiste américain F.H. Knight, celles qui peuvent accélérer, freiner, voire bloquer les trajectoires engagées. Ces incertitudes engendrent des risques nombreux et importants qui pourraient avoir pour effet de freiner les investissements de développement dont la planète a besoin.

L'Agence internationale de l'énergie estime que, dans le scénario de référence (à politique énergétique inchangée), les investissements nécessaires sur la période 2005-2030 se montent à 20 000 milliards de dollars dont 11 300 pour l'électricité, 4 300 pour le pétrole et 3 900 pour le gaz naturel. Pour que ces estimations deviennent réalité, il faut un environnement porteur, une croissance économique soutenue et une couverture acceptable des risques. En dehors des risques économiques et techniques liés à ce genre de projet, il existe aujourd'hui trois types de risque particulièrement préoccupants : les risques liés au changement climatique, les risques de nature géopolitique et les risques afférents à la régulation.

Les risques du *changement climatique* sont liés aux effets encore incertains d'un phénomène tenu aujourd'hui pour avéré. En partant de l'économie du risque, le rapport Stern souligne que des centaines de millions d'êtres

humains pourraient être confrontées à la famine, au manque d'eau potable et aux inondations des zones côtières. Le rapport estime que si nous ne renversons pas la tendance actuelle des émissions, le coût pourrait s'élever au minimum à 5 % du futur PIB. En dehors des effets macroéconomiques, le changement climatique peut avoir des effets plus directs sur les systèmes énergétiques causés par des évènements climatiques extrêmes de chaud, de froid ou de tempête : la grande tempête de décembre 1999, la canicule de l'été 2003, Katrina en août 2004 dans le golfe du Mexique, un inhabituel début d'année en 2007, aux États-Unis, en Australie, en Europe.

Les risques de nature *géopolitique* sont liés à la géopolitique de la trentaine d'États qui contrôlent plus de 80 % des ressources en hydrocarbures. Les turbulences politiques, les luttes internes pour la captation des rentes pétrolières et gazières, les mouvements nationalistes inspirés par la rareté croissante des ressources, les convoitises de toutes sortes ne sont pas de nature à favoriser les investissements nécessaires pour transformer les ressources en place en capacités de production. Une insuffisance des investissements pourrait ainsi avoir pour effet d'aviver les tensions sur les marchés et sur les prix. On peut même se demander s'il n'existe pas chez les pays producteurs, la tentation de la rareté, en freinant les investissements nécessaires.

Les risques liés à la *régulation* constituent un sujet de préoccupations croissant pour les investisseurs. La régulation au sens le plus large du terme couvre les règles de fonctionnement des affaires, le cadre administratif et juridique, les conditions fiscales et financières. La régulation au sens sectoriel concerne les industries de réseau et la stabilité des modes d'organisation mis en place. C'est un risque qui concerne plus particulièrement les industries électriques et gazières. Compte tenu du montant des investissements envisagés dans l'électricité, c'est un élément important dans le processus décisionnel. Nous verrons dans ce rapport qu'en France et en Europe les investissements électriques et gaziers se font (ou ne se feront pas) dans un paysage réglementaire non encore stabilisé. Le risque est d'autant plus présent qu'il s'agit d'investissements longs amortis sur plusieurs dizaines d'années.

L'énumération des risques montre que, dans le secteur de l'énergie, au niveau mondial comme au niveau local, les décisions d'investissement sont beaucoup plus complexes et difficiles qu'elles ne l'étaient autrefois. La difficulté est encore renforcée par le fait que la pression des marchés financiers requiert la maximisation des profits et la minimisation des risques imparfaitement couverts. La planète est ainsi prise entre le risque de ne pas avoir suffisamment d'énergie faute d'investissements suffisants et le risque de créer des dommages irréversibles en en consommant trop. Face à ce double défi, l'ensemble des acteurs économiques est concerné avec cependant des intérêts qui sont, par nature, conflictuels. Il existe clairement un besoin de régulation mondiale pour avancer sur des problèmes globaux mais, pour l'instant il n'y a guère de consensus sur l'action à mener. L'Europe peut avoir un rôle important à jouer.

1.2. La dynamique énergétique européenne

Dans le paysage énergétique mondial, l'Europe occupe une place à part. La plupart des pays européens, relativement pauvres en ressources énergétiques nationales, ont toujours affiché un souci d'économie d'énergie qui se traduit notamment par un niveau élevé de taxes sur les carburants et par une assez bonne efficacité énergétique. Signataires du Protocole de Kyoto, les pays de l'Union européenne ont réussi à mettre en place en 2005 le premier marché des permis d'émissions pour le CO_2.

Le secteur européen de l'énergie, qui était traditionnellement organisé sur des bases nationales et souvent publiques, est entré depuis les années quatre-vingt-dix dans un vaste mouvement de libéralisation conforme à la philosophie économique du Traité de Rome fondée sur la libre circulation des hommes, des capitaux, des marchandises et des services. Pour l'électricité et le gaz naturel, les directives de 1996 (électricité), de 1998 (gaz naturel) et de 2003 (électricité et gaz naturel) ont introduit des bouleversements structurels importants, notamment pour le cas français marqué par une longue tradition de monopoles publics.

Ces directives introduisent de façon incontournable les principes majeurs de la libéralisation des industries de réseau :

• séparation entre les activités qui relèvent du monopole (le transport du gaz et de l'électricité) et celles qui relèvent de la concurrence (la production et la fourniture), dit principe d'*unbundling* ;

• libre accès des tiers aux réseaux de transport assimilés à des « facilités essentielles » ;

• mise en place d'autorités de régulation pour surveiller de façon indépendante les conditions d'accès aux réseaux et le comportement des entreprises en monopole ;

• liberté pour les consommateurs de choisir leurs fournisseurs de gaz et d'électricité.

• selon la directive de 2003, cette liberté de choix est effective pour tous les consommateurs au 1er juillet 2007.

L'industrie française du gaz et de l'électricité est ainsi entraînée dans un mouvement de libéralisation inéluctable. La réaction française a le plus souvent été une attitude d'opposition et de résistance, politique, syndicale et entrepreneuriale. Nous pensons que cette attitude doit être aujourd'hui toujours vigilante mais aussi progressiste et positive car les opportunités offertes par la libéralisation sont nombreuses. Elles invitent à l'innovation permanente et au changement.

En 2007, on ne peut pas dire que l'Europe ait une véritable politique de l'énergie. Elle est encore très marquée par les singularités et les spécificités nationales. Toutefois, on constate qu'il existe bien une « vision européenne de l'énergie » fondée sur quelques grands principes consensuels : réduction des émissions de gaz à effet de serre, amélioration de l'efficacité énergé-

tique, diversification du bilan énergétique, compétitivité, sécurité des approvisionnements en énergie. Le livre vert de 2006 sur la sécurité des approvisionnements, le « paquet énergétique » présenté en grande pompe par la Commission le 10 janvier 2007, la réunion du Conseil européen en mars 2007, montrent clairement que cette « vision européenne de l'énergie » est une priorité qui doit être approfondie. Le contexte énergétique mondial et la dépendance croissante de l'Europe vis-à-vis des énergies importées confortent cette priorité qui pourrait aboutir à la définition d'une véritable politique européenne de l'énergie.

La France doit être partie prenante de cette évolution qui est complexe, longue et difficile. Au départ, le processus de libéralisation était fondé sur l'idée que les seuls mécanismes de marché étaient en mesure de régler les problèmes de court, moyen et long termes. Aujourd'hui, la libéralisation et la transformation des marchés du gaz et de l'électricité exigent empirisme et pragmatisme. Il n'existe aucun modèle de référence quant à l'organisation des marchés du gaz et de l'électricité qui soit purement et simplement transposable. Il faut construire une nouvelle organisation qui soit bénéfique pour les consommateurs, qui incite à l'innovation, tout en garantissant certaines valeurs fondamentales comme les exigences, soigneusement définies, du service public. Dans cette évolution se combinent nécessairement des mécanismes de marché et de nouvelles formes de régulation (au sens le plus large du terme) dont beaucoup sont encore à inventer.

1.2.1. L'Europe : une grande diversité énergétique

Le bilan énergétique de chaque pays européen est le produit d'une histoire nationale marquée par la dotation initiale en ressources énergétiques, le rôle de l'État, la dialectique entre l'État et les mécanismes de marché. Les structures des bilans énergétiques sont ainsi très contrastées (graphique 1). Plusieurs raisons expliquent ces divergences :

1.2.1.1. La dotation en ressources nationales

Les ressources de gaz naturel aux Pays-Bas donnent à cette énergie une position dominante unique. La France et l'Italie ont développé après la deuxième guerre mondiale leurs ressources nationales en gaz naturel, avec une production nationale qui a été progressivement complétée ou remplacée par des importations. L'Allemagne, l'Espagne et la Pologne sont des pays encore très marqués par le maintien d'une production nationale de charbon subventionnée. Au Royaume-Uni, les découvertes de gaz naturel en mer du Nord ont fortement accéléré la pénétration du gaz naturel mais, du fait de l'épuisement des gisements, le pays devient importateur net de gaz naturel. Ces exemples reflètent des transitions énergétiques contraignantes et parfois difficiles à gérer. Globalement, il est important de souligner que la dépendance énergétique de l'Union européenne vis-à-vis des importations augmente de façon inéluctable. D'environ 50 % aujourd'hui, elle pourrait atteindre 70 % à l'horizon 2030.

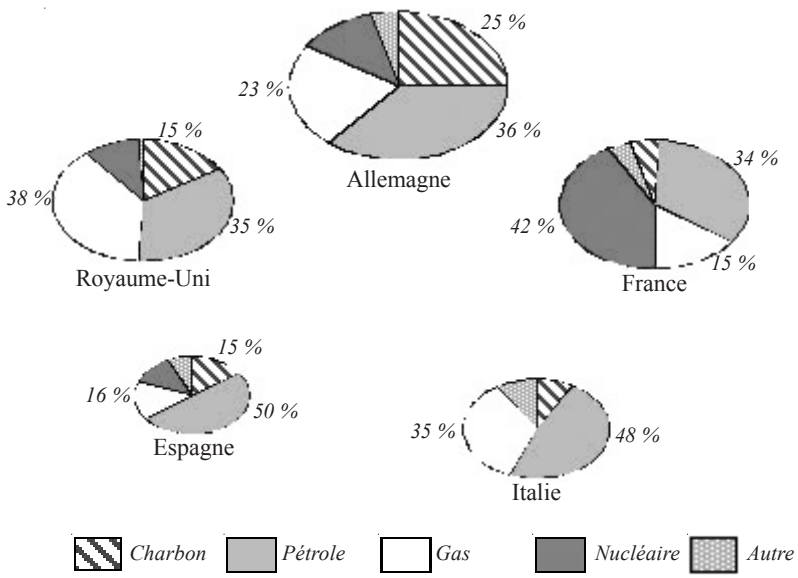
1.2.1.2. Le rôle du pouvoir politique

Les contraintes politiques et sociales imposent parfois le maintien de certaines productions nationales mais le pouvoir politique peut aussi imposer des changements radicaux. De ce point de vue, la part exceptionnelle du nucléaire dans le bilan français s'explique par une décision politique centralisée, au lendemain du premier choc pétrolier (mars 1974) qui a initié le plus grand programme nucléaire public de l'histoire. Le rôle du pouvoir politique, à l'échelle nationale ou régionale, demeure très important en ce qui concerne la promotion des énergies renouvelables et l'amélioration de l'efficacité énergétique.

1.2.1.3. Le poids de l'opinion publique

La place qui peut être accordée au nucléaire divise encore fortement les opinions publiques européennes. Des pays comme la France et la Finlande construisent de nouveaux réacteurs. Les nouveaux États-membres de l'Est sont en majorité favorables au nucléaire. Le Royaume-Uni a ouvert le débat pour une relance du nucléaire. L'Allemagne, l'Autriche et l'Italie confirment, pour l'instant, leur opposition. D'autres pays pourraient relancer le débat. Le « paquet énergie » du 10 janvier 2007 exprime le souhait de faire davantage circuler une information objective sur le nucléaire. Madame Loyola de Palacio, ancien commissaire pour l'énergie, résumait assez bien la situation en déclarant « On ne peut pas à la fois réduire les émissions de gaz à effet de serre et fermer la porte au nucléaire ».

1. Diversité énergétique en Europe : consommation énergétique primaire



Source : CERA.

Cette diversité dans les structures énergétiques et les priorités nationales ne facilitent pas l'élaboration d'une politique énergétique commune. Toutefois, l'interconnexion des réseaux électriques est une réalité de fait. Une meilleure coordination européenne devrait permettre une européanisation des problématiques avec un parc nucléaire français qui n'est plus considéré comme assurant 85 % de la consommation française d'électricité mais 15 % de la consommation européenne. Les objectifs de la Commission concernant la contribution des énergies renouvelables pourraient aller dans le même sens.

1.2.2. Un consensus qui se renforce progressivement

Le consensus énergétique européen a été une première fois explicité dans le livre vert de mars 2006 sur « Une stratégie européenne pour une énergie compétitive, sûre et durable ». Cette stratégie européenne s'articule autour des trois thèmes contenus dans le titre. Une énergie compétitive qui permette à l'économie européenne d'affirmer sa compétitivité et de s'inscrire dans les objectifs de Lisbonne. Une énergie sûre qui réponde aux impératifs de sécurité des approvisionnements dans le court, moyen et long termes pour l'approvisionnement en hydrocarbures mais aussi pour la fourniture d'électricité. Une énergie « durable » qui corresponde aux objectifs du développement durable.

Ces objectifs ont été réaffirmés dans le « paquet énergétique » présenté le 10 janvier 2007 par le Président de la Commission José Manuel Barroso et les trois commissaires concernés : Andris Piebalgs pour l'énergie, Neelie Kroes pour la concurrence et Stavros Dimas pour l'environnement. Ils ont été entérinés par le Conseil européen en mars 2007, Conseil qui par ailleurs appelle à un troisième « paquet législatif » (de nouvelles directives) pour rendre plus effective la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité, marchés qui, selon la Commission, se caractérisent aujourd'hui par une concurrence insuffisante. Ces décisions reflètent assez bien un consensus européen pour faire de la question énergie/environnement une priorité politique et un défi lancé à l'industrie européenne.

Ce qui est nouveau dans les textes et les déclarations de janvier-mars 2007, c'est que pour la première fois des objectifs quantifiés et contraignants sont clairement indiqués : les trois vingt :

• réduire de 20 % d'ici 2020 le niveau des émissions de gaz à effet de serre, par rapport aux niveaux de 1990. Cet objectif doit en outre être atteint selon « une approche différenciée à l'égard des contributions des États membres, qui soit équitable et transparente et qui prenne en compte les particularités nationales, ainsi que les années de référence pertinentes prévues dans le protocole de Kyoto pour la première période d'engagement […] » et avec « des mesures présentant un bon rapport coût-efficacité pour améliorer la compétitivité de ces industries européennes et en réduire l'incidence sur l'environnement » ;

• améliorer l'efficacité énergétique de 20 % d'ici 2020 ;

• porter à 20 %, d'ici 2020, la contribution des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'Union européenne, cet objectif étant associé à une proportion minimale contraignante de 10 % de biocarburants dans la consommation totale d'essence et de gazole.

Ces objectifs sont très ambitieux. Leur réalisation va se heurter aux particularismes nationaux, à la diversité des situations énergétiques initiales pour chaque pays, au rôle accordé à la production d'électricité d'origine nucléaire. Il convient de noter que c'est la première fois que des objectifs quantifiés de politique énergétique s'imposent sur le libre jeu des marchés libéralisés. Il y a donc une contradiction évidente entre la « vision » et les principes de libéralisation, contradiction que l'on retrouve partiellement entre les trois directions concernées : la concurrence (DGCOMP), l'énergie (DGTREN) et l'environnement (DGENV). Par ailleurs, les trois objectifs assignés – compétitivité, sécurité et durabilité – sont aussi marqués par des contradictions internes. Les industriels de l'énergie (producteurs et consommateurs) ne sont pas automatiquement acquis au développement rapide des énergies renouvelables et à la prise en compte, coûteuse, des contraintes de limitation des émissions de gaz à effet de serre. Le pilotage de l'énergie en Europe implique une série de compromis (reflétant une série d'arbitrages – *trade-off*) et une très grande concertation, orchestrée par la Commission, entre les acteurs concernés : gouvernements, entreprises, consommateurs. Ce processus, en grande partie institutionnel, est au centre d'une dynamique énergétique européenne « soutenable », qui reflète en permanence un équilibre instable.

1.2.3. D'une vision commune à une politique énergétique européenne

La vision européenne de l'énergie a une consistance assez précise. Elle paraît naturellement coûteuse et difficile dans le court terme. À moyen et long termes elle pourrait être très payante car elle prépare l'industrie européenne à affronter les vrais défis du futur. En d'autres termes, la compétitivité à court terme pourrait avoir à souffrir mais la compétitivité de demain pourrait être renforcée par les investissements que l'on fait aujourd'hui. L'Europe pourrait ainsi avoir un rôle mondial important pour relever les défis posés par le couple énergie/environnement.

Le passage d'une vision énergétique du futur à une politique européenne de l'énergie devrait nécessairement se faire sans que l'on puisse très bien préciser à quel rythme. Il existe en fait une évolution dialectique complexe entre les différents acteurs concernés : la Commission et le Parlement européen, les gouvernements, les entreprises, les régulateurs et leur association européenne. L'évolution dépendra en grande partie du contexte international énergie/environnement et de son durcissement possible, des problèmes énergétiques spécifiques à l'Europe (pannes électriques, rupture des approvisionnements, évolution des prix, évolution des débats sur le nucléaire).

Pour accélérer l'évolution, la Commission dispose de deux moyens d'action complémentaires : l'action antitrust inspirée par le droit européen de la concurrence et une action plus institutionnelle qui joue sur la concertation pour faire évoluer les modes de régulation et, plus généralement les conditions institutionnelles de fonctionnement des industries du gaz et de l'électricité. Une condition préalable est que tous les pays de l'Union aient transposé l'ensemble des textes réglementaires européens. Début 2007, des procédures étaient encore engagées à l'encontre de vingt pays pour non-transposition ou transposition insuffisante des directives. La Commission pose comme principe que les mécanismes du marché doivent permettre en principe d'atteindre les objectifs fixés mais qu'ils ne le font pas toujours spontanément, ce qui requiert parfois de les contraindre par des actions régulées qui sont autant d'exceptions à la réalisation spontanée d'un équilibre. De plus, le marché n'est pas l'anarchie et il faut un régulateur qui fixe la règle du jeu (et ses exceptions) et la fasse respecter.

1.2.3.1. L'action antitrust

Fondées sur les articles 81, 82 et 86 du Traité, les actions antitrust s'accompagnent du contrôle des concentrations et du contrôle des aides d'État. La Direction de la concurrence est bien décidée à utiliser ces armes pour renforcer la concurrence sur les marchés du gaz et de l'électricité. Nous verrons plus loin que les principales cibles sont : la concentration industrielle, l'exercice du pouvoir de marché, les restrictions verticales, l'insuffisante intégration des marchés, les insuffisances de transparence. La Commission est préoccupée par la forte concentration de l'industrie, tandis que les gouvernements sont soucieux de renforcer des champions nationaux dont la taille leur permet d'être en position de force par rapport à de grands fournisseurs étrangers de gaz naturel. En fait, rien ne paraît empêcher la formation d'un puissant oligopole électro-gazier et les remèdes demandés par la Commission (dans le cas du projet de fusion entre Gaz de France et Suez ou dans les cas des propositions d'accord trouvées entre EON et Acciona/Enel à propos d'Endesa en avril 2007) paraissent à la fois permettre la consolidation et renforcer la concurrence entre ces grands groupes, pour le gaz et l'électricité.

1.2.3.2. L'action institutionnelle pro-compétitive

Nous insisterons beaucoup dans ce rapport sur l'action institutionnelle pro-compétitive initiée par la DGTREN (Direction générale transport énergie) depuis plusieurs années et considérablement renforcée en 2007. Cette action repose sur une concertation renforcée entre les acteurs concernés, une harmonisation des règles et procédures, une coopération approfondie entre les régulateurs européens et entre les transporteurs européens de gaz et d'électricité. Nous pensons que la construction d'une Europe de l'énergie dépendra beaucoup plus de cette action de concertation que de l'action antitrust pure, même si cette dernière est fondamentalement nécessaire. La coopération renforcée, pour le gaz et l'électricité, est le thème fort de ce rapport.

2. La régulation des industries du gaz et de l'électricité

Le concept de régulation, tel qu'il est appliqué dans les industries de réseau, n'est pas encore parfaitement compris dans les pays qui ouvrent ces industries à la concurrence. Le point de départ, c'est de distinguer, dans les industries de réseau comme le gaz et l'électricité, les segments de l'industrie qui relèvent du monopole naturel et ceux qui relèvent de la concurrence. Les premiers recouvrent globalement les fils et les tuyaux pour le transport et la distribution. Les principes d'efficacité techniques et économiques nous montrent en effet qu'il serait absurde d'alimenter un bâtiment par deux fils électriques ou deux tuyaux de gaz en concurrence. Il y aurait alors une duplication inutile des investissements de transport et de raccordement. Cette situation de monopole naturel amène à confier la gestion de ces activités à une seule entreprise puisque la concurrence ne peut pas fonctionner. Pour éviter que cette entreprise, publique ou privée, ne soit tentée par des comportements monopolistiques, il faut qu'elle soit soumise à l'autorité d'un régulateur qui veille à ce que les tarifs pratiqués et les modes de gestion soient justes et non discriminatoires, à ce que les investissements nécessaires soient effectués en quantité suffisante et au bon moment. Les segments non monopolistes de l'industrie fonctionnent, quant à eux, selon les règles de la concurrence. On opère ainsi une distinction importante entre les activités régulées et les activités concurrentielles. Les premières sont surveillées par les régulateurs, les secondes par les autorités de la concurrence au niveau national (Conseil de la concurrence) et européen (DG Compétition et Cour européenne de Justice).

Des autorités de régulation sectorielles ont ainsi été créées dans les pays européens. Pour l'énergie, ces autorités ont une double compétence pour le gaz et l'électricité. Le gaz et l'électricité ont en effet en commun d'avoir des réseaux de transport et de distribution qui relèvent du monopole naturel[1], même s'il faut bien garder à l'esprit les caractéristiques spécifiques de chacune de ces deux formes d'énergie, un point que l'on ne souligne jamais assez.

Pour que cette nouvelle organisation fonctionne de façon satisfaisante, entre régulation et concurrence, elle doit satisfaire, en théorie, à deux obligations majeures : l'indépendance des régulateurs et l'indépendance des sociétés chargées d'opérer les réseaux, les opérateurs de réseau. Cette double indépendance conditionne l'efficacité économique de l'organisation industrielle mise en place. D'une part, les régulateurs doivent être indépendants par rapport à leurs gouvernements ; d'autre part l'indépendance des transporteurs a pour but de neutraliser les conflits d'intérêts. Bien sûr, le

(1) Pour le gaz, la question du monopole naturel est un peu plus complexe que pour l'électricité. Aux États-Unis où l'industrie du gaz naturel est très ancienne, ce qui n'est pas le cas en Europe, on est en présence d'une structure industrielle où certains tuyaux sont effectivement en concurrence. On peut dire que l'industrie est « mature » et que le transport de gaz d'un point A à un point B peut emprunter différentes routes. Ce n'est pas encore le cas en Europe.

politique garde toute son importance pour définir certaines valeurs essentielles comme l'intérêt général, le service public, au sens le plus large du terme, ceci notamment par des lois, celles-ci devant être toutefois conformes aux directives et au droit européen.

2.1. Le pouvoir et l'indépendance des régulateurs

La première responsabilité du régulateur concerne la surveillance des conditions d'accès aux réseaux (fils et tuyaux), ces réseaux étant considérés comme des « facilités essentielles » accessibles, moyennant péage, aux tiers qualifiés (principe d'accès des tiers au réseau). Le régulateur doit ainsi s'assurer que les conditions d'accès aux réseaux sont les mêmes pour les opérateurs historiques et pour les nouveaux entrants. Elles doivent être non discriminatoires et ne pas constituer des barrières à l'entrée pour les entrants potentiels. Le régulateur doit veiller à ce que le péage (les tarifs de transport) soit calculé de façon rationnelle pour inciter aux gains de productivité tout en permettant une rémunération « normale » du capital investi, sachant que ces activités monopolistiques sont peu risquées[2]. Le contrôle des tarifs d'utilisation des réseaux est important car les gestionnaires de réseau, en monopole, pourraient être tentés de fixer des tarifs très supérieurs aux coûts. On constate en effet que les tarifs de réseaux diffèrent de façon significative d'un marché à un autre. Prenons le cas de l'électricité. On constate dans le graphique 2 qu'il existe une forte dispersion dans les charges de réseau. Les différences physiques, d'un réseau à un autre, ne justifient pas une telle dispersion.

En Allemagne, par exemple, les charges de réseaux sont comparativement très élevées. Il a fallu attendre la création d'une autorité de régulation, en 2005, le BNETZA[3], pour que cette autorité impose, en septembre 2006, une réduction allant jusqu'à 18 % des tarifs pratiqués selon les opérateurs.

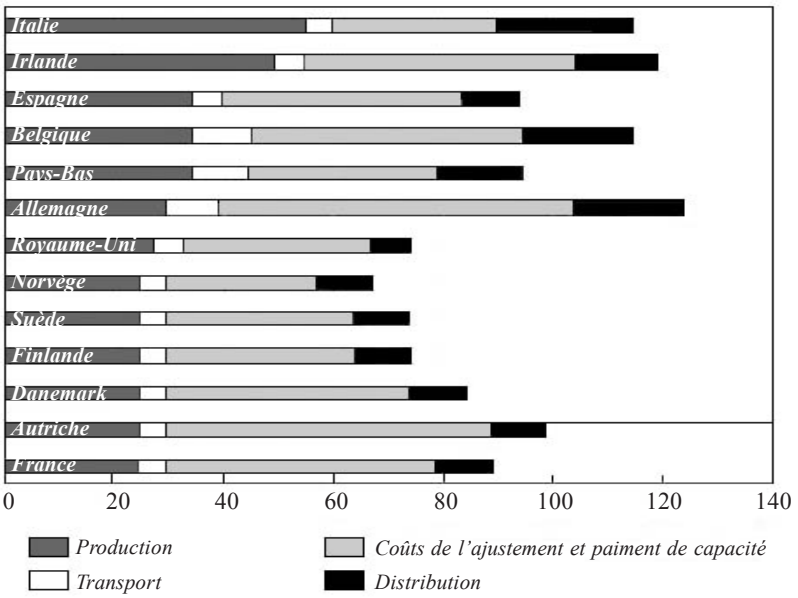
Le régulateur doit s'assurer en outre que l'entreprise en monopole (les opérateurs de réseau) effectue les investissements nécessaires pour développer le réseau, le moderniser, le sécuriser, ceci étant considéré du point de vue de l'intérêt général. Sur ce point précis, la Commission de régularisation de l'énergie (CRE) a introduit des taux de rentabilité différents en fonction de l'importance, en termes d'utilité publique, des investissements envisagés. Ce système introduit un correctif au marché.

---

(2) Les principes de tarification se fondent en général aujourd'hui sur une combinaison complexe entre les principes de *cost plus* et de *price cap.* Le principe du *cost plus* est fondé sur l'idée que les tarifs de transport doivent refléter les coûts *plus* une rémunération « normale » du capital investi. Averch et Johnson (1962) ont montré que l'application du *cost plus* pouvait avoir pour effet de gonfler les investissements de façon artificielle. Plus moderne, plus incitatif aux gains productivité le principe du *price cap* instaure un plafond à l'augmentation des tarifs, ce plafond étant établi au moyen d'un facteur de gain en efficacité convenu entre le régulateur et l'entreprise régulée.

(3) La *Bundesnetzagentur* (BNETZA) est l'agence fédérale de régulation pour l'électricité, le gaz naturel, les télécommunications, la poste et les chemins de fer.

2. Décomposition des coûs de l'électricité dans différents pays européens



Source : Estimation faites par la CEEPR (2005).

Au-delà de ces responsabilités majeures, le régulateur peut avoir un pouvoir de surveillance des marchés, domaine dans lequel sa responsabilité peut être partagée ou coordonnée avec les autorités de la concurrence. Ainsi, en France, la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, a confié à la CRE la mission de surveiller les marchés de gros du gaz et de l'électricité. La surveillance des marchés consiste à vérifier que la formation des prix relève bien du jeu de la concurrence. Si la CRE venait à détecter des pratiques délictueuses dans la formation des prix, la loi prévoit que son Président saisisse le Conseil de la concurrence. Cette extension du pouvoir du régulateur français est une avancée importante sur un sujet aussi délicat que celui du pouvoir de marché.

On comprend aisément que pour exercer sa mission, qui relève du bien être public, le régulateur doit être indépendant : indépendant des intérêts en présence (opérateurs historiques, nouveaux entrants, producteurs, *traders*, opérateurs de réseaux, consommateurs gros et petits), indépendant du pouvoir politique. Il paraît en effet essentiel que le régulateur agisse en toute indépendance par rapport à des intérêts conflictuels. « L'indépendance » du régulateur par rapport au pouvoir politique est un sujet délicat. Certes le régulateur agit dans le cadre de lois, et il n'a souvent qu'un rôle consultatif pour proposer des tarifs qui sont décidés par le gouvernement (cas de la CRE), mais on peut considérer que nous sommes dans une phase « d'ap-

prentissage » de la régulation. De ce point de vue, la loi française du 7 décembre 2006 marque un recul dans l'indépendance de la CRE. La modification du collège des commissaires qui est introduite renforce l'influence du politique, avec la création de deux postes de vice-présidents nommés par les Présidents de l'Assemblée nationale et du Sénat. Par ailleurs, l'entrée dans le collège de deux représentants des consommateurs d'électricité et de gaz naturel pourrait renforcer les préoccupations du court terme (blocage des prix) par rapport à celles du plus long terme qui consistent à envoyer aux utilisateurs les bons signaux de prix, ceux qui correspondent à la réalité économique. Cette action parlementaire, conduite à la fois par la droite et la gauche, pourrait s'assimiler à ce que les économistes appellent « la capture du régulateur ».

Marie-Anne Frison-Roche écrit à propos de ces nouvelles autorités administratives indépendantes : « elles représentent une nouvelle forme d'action publique et, si elles attaquent une conception traditionnelle de l'État, elles confortent l'idée même d'État » (Gélard, 2006). La crédibilité et la légitimité de ces autorités reposent sur leur indépendance. « Pour cela, écrit encore Marie-Anne Frison-Roche, les règles de nomination, de révocation, de renouvellement des mandats, mais aussi des règles dont le lien est moins direct telle que la collégialité ou la motivation, permettent d'asseoir une indépendance effective ». Les documents, régulièrement publiés par chaque régulateur en Europe reflètent assez bien son professionnalisme et son degré d'indépendance.

Les comparaisons que l'on peut faire entre les régulateurs européens montrent qu'il existe des différences sensibles sur les pouvoirs qui leur sont conférés, les moyens dont ils disposent, l'indépendance qu'ils ont vis-à-vis du pouvoir politique, les responsabilités qui leur incombent. Les régulateurs européens de l'énergie coopèrent depuis longtemps de façon intensive, notamment dans le cadre des forums de Florence (électricité) et Madrid (gaz naturel). Les relations des régulateurs européens, entre eux et avec la Commission, sont organisées à travers deux organismes clefs : le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) et le Groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz (ERGEG). Le premier a été créé à l'initiative des régulateurs en 2000. Le second a été créé en 2003 à l'initiative de la Commission. Les deux groupes, présidés par le même homme, Sir John Mogg, Président de l'OFGEM, (régulateur britannique pour le gaz et l'électricité) ont une préoccupation commune d'accélérer la construction d'un marché européen pour le gaz et pour l'électricité en cherchant à construire un socle commun de compétences, à harmoniser et à standardiser les règles, à promouvoir une dynamique régulatoire commune.

Dans ce rapport consacré à l'analyse économique des marchés français et européens de l'électricité et du gaz naturel, nous accordons une place privilégiée à cette dynamique commune de la régulation. Nous pensons en effet que, dans une trajectoire européenne visant à créer un marché unique de l'énergie qui soit à la fois compétitif, sûr et soutenable, la première des actions politique consiste à accroître le pouvoir des régulateurs (pouvoir de

décision et pas seulement avis consultatif), à renforcer leur indépendance et à inscrire en priorité cette action commune et coordonnée des régulateurs qui, à terme pourrait peut être déboucher sur la mise en place d'un régulateur européen pour le gaz et l'électricité. Il ne s'agit pas d'harmoniser la régulation en cherchant à imposer un plus petit commun dénominateur mais au contraire de tirer vers le haut et les meilleures pratiques le pouvoir et l'indépendance des régulateurs. On peut toutefois se demander si les régulateurs nationaux maximisent une fonction de préférence collective nationale ou tiennent compte pour partie d'une fonction de préférence européenne ; l'intérêt collectif national peut parfois entrer en conflit avec l'intérêt européen (en matière d'interconnexion électrique ou de localisation d'une centrale ou d'un terminal méthanier par exemple) ; la coopération, qui peut déboucher sur un compromis ou du moins un minimum de préoccupations communes, est à ce niveau indispensable. Le rôle essentiel des régulateurs c'est aujourd'hui de contrôler les conditions d'accès aux réseaux et de fixer les tarifs d'accès. Ils peuvent être aidés par les Gestionnaires de Réseaux qui en tant qu'opérateurs peuvent harmoniser certaines normes et surtout étudier la façon dont le réseau doit être développé.

2.2. L'indépendance des gestionnaires de réseau

Les gestionnaires de réseau, pour le gaz et l'électricité, opèrent des « facilités essentielles » accessibles à des tiers, ces derniers devant être traités de façon non discriminatoire. La gestion efficace de ces réseaux implique nécessairement que le gestionnaire soit indépendant de toutes les entités appelées à utiliser ce réseau, qu'elles soient en amont ou en aval. Il existe en effet par nature des conflits d'intérêt entre ces entités. Si le gestionnaire de réseau est la propriété d'un producteur (comme le RTE – gestionnaire du Réseau de transport d'électricité – en France, qui est la propriété d'EDF) on peut en effet avoir plusieurs sujets de craintes :

- craintes que le gestionnaire n'accorde un traitement privilégié à sa maison mère ;
- craintes que les systèmes d'information des deux entités ne soient pas complètement étanches ;
- craintes que les choix d'investissement du gestionnaire soient plus favorables à la maison mère qu'aux autres acteurs, ;
- craintes que les contractants et sous-traitants ne soient imposés au gestionnaire de réseau par sa maison mère ;
- craintes en ce qui concerne l'objectivité des choix opérés par le gestionnaire pour l'équilibre quotidien du réseau ;
- craintes en ce qui concerne la présence des représentants de la maison-mère dans les instances de décision ;
- craintes que ne soit maintenue dans l'esprit des consommateurs l'image d'une seule entreprise qui mène de front deux activités qui doivent être aujourd'hui dissociées ;
- craintes au niveau de l'allocation des dividendes.

La question clef dans l'action du gestionnaire de réseau est celle des investissements, sujet de débat majeur entre l'entreprise et le régulateur. L'indépendance du gestionnaire dépend donc directement de l'efficacité de la séparation entre les activités régulées et celles qui ne le sont pas, la fameuse question de l'*unbundling.* La séparation se décline elle-même en plusieurs étapes : séparation comptable, managériale, légale et enfin patrimoniale (*ownership unbundling*). La directive de 2003, impose la séparation légale. On sait qu'en janvier 2007 la Commission a officiellement exprimé son choix en faveur de la séparation de propriété, la seule à ses yeux qui assure une véritable indépendance au gestionnaire. On sait que la France et l'Allemagne ont fortement résisté sur ce point. Nous soutenons dans ce rapport que la dynamique européenne activée par la communauté des régulateurs nous paraît plus importante que la seule question de la séparation de propriété. Une séparation de propriété ne garantit pas nécessairement que les investissements de développement seront faits, ce qui constitue le point essentiel.

Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) a créé un groupe de travail sur ce sujet. Ce groupe étudie la possibilité de construire un indicateur synthétique permettant à la fois de juger de l'évolution d'un gestionnaire de réseau en termes d'indépendance et de comparer entre eux les différents gestionnaires de réseaux. Le Groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz (ERGEG) prépare des principes d'action (*Guidelines on functional and informational unbundling*) sur la séparation fonctionnelle et informationnelle. Des résultats devraient être connus rapidement.

Sur ce point très précis, la CRE a déjà énoncé dans son rapport de 2005 neuf propositions de nature à garantir l'indépendance des gestionnaires de réseau, conformément aux critères retenus par les directives européennes. La Commission européenne a intégré ces propositions dans ses griefs vis-à-vis de Gaz de France en matière d'indépendance, dans l'examen du dossier relatif à la fusion avec Suez. Les neuf propositions, auxquelles deux ont été rajoutées en 2006, reflètent bien l'extrême complexité des problèmes soulevés. Ces propositions sont présentées dans l'encadré 1.

Les problèmes de régulation que nous venons d'examiner conditionnent l'organisation et le fonctionnement des marchés européens de l'électricité et du gaz naturel. Nous disposons maintenant des préalables institutionnels pour examiner concrètement le fonctionnement des marchés, la formation des prix, les très nombreuses imperfections qui caractérisent ces marchés et enfin les actions à entreprendre. Nous verrons que, de fait, les marchés nationaux de l'électricité sont commercialement interconnectés et que la dynamique positive d'évolution de ces marchés passe par une coopération renforcée des acteurs sous l'égide d'une coopération renforcée entre les régulateurs nationaux.

1. Récapitulation des propositions de la CRE

1. Les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux doivent interdire l'accès privilégié du fournisseur historique aux données relatives aux clients des gestionnaires de réseaux. Toutefois, tous les fournisseurs, sous réserve d'être dûment mandatés par leurs clients, doivent pouvoir obtenir les informations relatives aux sites de leurs clients par une application informatique appropriée.

2. La dénomination et l'identité visuelle des gestionnaires de réseaux doivent se distinguer de celles du fournisseur de l'entreprise intégrée, afin d'éviter toute confusion dans l'esprit des clients.

3. L'information des administrateurs représentant la maison mère dans les filiales de transport et de distribution doit pouvoir tenir compte de la nécessité de préserver l'intérêt des gestionnaires de réseaux.

4. Les entreprises verticalement intégrées doivent s'interdire toute nomination de responsables des gestionnaires de réseaux qui contreviendrait à l'exigence d'indépendance.

5. Les intérêts professionnels des « responsables de la gestion des gestionnaires de réseaux » doivent être effectivement garantis, comme l'imposent les directives. Les règles correspondantes devront être présentées à la CRE au cours de l'année 2007.

6. Le conseil d'administration des gestionnaires de réseaux doit comporter des personnalités indépendantes. Chaque gestionnaire de réseaux devra publier la liste des membres de son conseil d'administration en indiquant, le cas échéant, leurs fonctions au sein du groupe.

7. La politique de communication de chaque gestionnaire de réseaux doit être menée en toute indépendance de l'entreprise intégrée.

8. La communication des groupes intégrés doit prendre en compte la séparation des activités. Elle ne doit faire aucun amalgame dans l'esprit des clients entre ces activités.

9. Les fournisseurs historiques doivent s'interdire d'utiliser comme argument commercial la bonne image du service public de gestion des réseaux.

Mesures complémentaires

10. Les relations entre les services « support » et les gestionnaires de réseaux devront être présentées à la CRE en explicitant les mesures prises pour garantir l'indépendance d'analyse de ceux-ci.

11. Il doit exister au sein des gestionnaires de réseaux une compétence dans les domaines des services ou une possibilité de faire appel à des experts tiers pour examiner de manière critique les propositions du groupe.

Source : CRE (2006) : Rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseau, novembre, p. 23.

3. Prix et marchés de l'électricité en France et en Europe

Les marchés de l'électricité en France et en Europe traversent une phase difficile marquée par une augmentation très importante des prix, liée en grande partie à l'augmentation du prix des combustibles (graphique 3)[4]. Cette évolution suscite à la fois des mécontentements, des inquiétudes et aussi des profits inattendus (la rente nucléaire ou les rentes hydrauliques, par exemple). Faute d'une analyse précise, difficile à établir, les critiques les plus souvent entendues portent à la fois sur la libéralisation elle-même, sur le fonctionnement des marchés et l'existence possible de pratiques anticoncurrentielles.

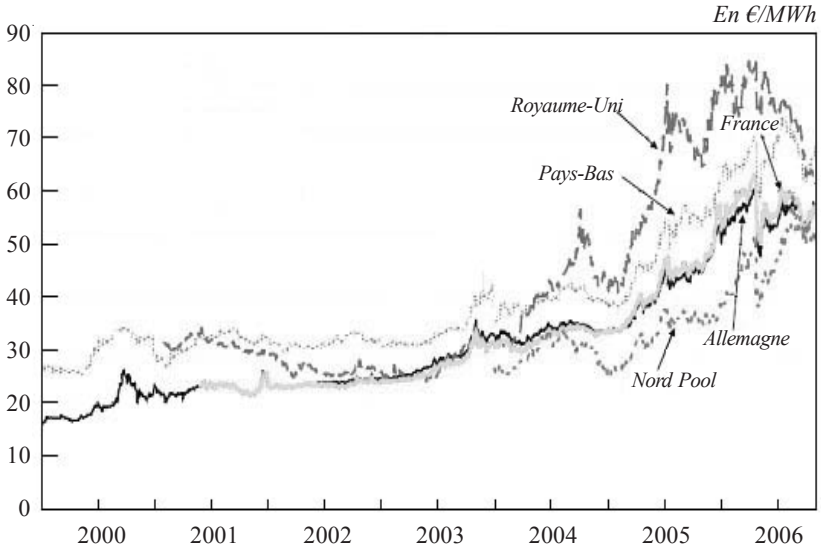
En France, une bourse d'électricité (*power exchange*), Powernext, a été créée en 2001 et coexiste avec des transactions bilatérales (OTC). Les prix de l'électricité, sur le marché de gros français, sont proches des prix du marché allemand alors que pourtant le coût moyen de l'électricité nucléaire et hydraulique produite en France n'est pas susceptible d'avoir augmenté de façon significative. Les prix de gros, qui étaient de l'ordre de 30 euros/MWh en 2004 sont montés à plus de 60 euros en 2006-2007 (graphique 4). Cette relation entre les prix français et les prix allemands est expliqué plus loin.

Au début de la période (de janvier à novembre 2003), les prix de marché étaient cependant inférieurs aux tarifs EDF (graphique 5). Certains consommateurs éligibles, attirés par le marché, ont donc choisi de quitter les tarifs régulés pour négocier des prix contractuels (y compris avec EDF). À partir de la mi-2005, les prix de marché s'envolent très au-dessus des tarifs et les consommateurs qui avaient quitté le tarif ont clairement manifesté leur mécontentement vis-à-vis d'une libéralisation qualifiée de « trompeuse ».

Cette situation a amené la classe politique française, gauche et droite confondues, à autoriser, par la loi sur l'énergie de décembre 2006, les consommateurs professionnels qui avaient quitté les tarifs régulés à revenir à des tarifs protégés, dits « tarifs réglementés transitoires d'ajustement au marché » (TRTAM) ou plus prosaïquement « tarifs de retour », tarif qui paraît en contradiction avec les principes de libéralisation. Le Conseil constitutionnel, dans sa décision du 30 novembre 2006, n'a pas remis en cause l'instauration d'un tarif provisoire tout en introduisant quelques nuances quant à sa compatibilité avec l'esprit des textes européens. Le Conseil d'État a été plus loin en émettant le 22 mars 2007 un avis négatif sur l'ensemble du dispositif, estimant que le tarif de retour était contraire aux objectifs communautaires d'ouverture du marché. L'avis du Conseil n'est que consultatif mais il fragilise toutefois l'ensemble du dispositif. Cette situation de déséquilibre entre des tarifs bloqués et les prix affichés par les marchés n'est pas saine sur le plan économique car elle reflète des distorsions artificielles et dangereuses si elle perdure.

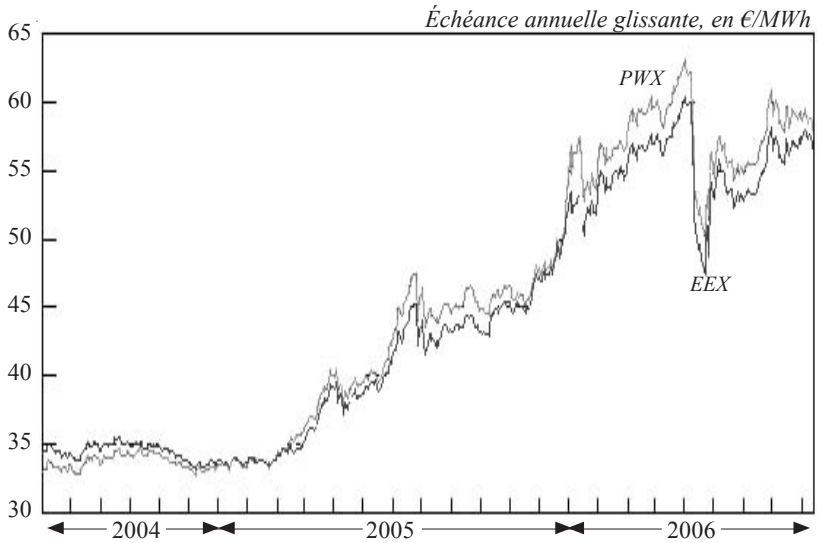
(4) Sur les graphiques 3 et 4, les prix indiqués sont ceux des contrats à un an, qui, sur la période considérée, étaient les produits les plus échangés, donnant ainsi la valeur la plus représentative en termes de visibilité des marchés.

3. Évolution des prix de l'électricité en Europe



Source : Commission européenne, DG Competition (2007).

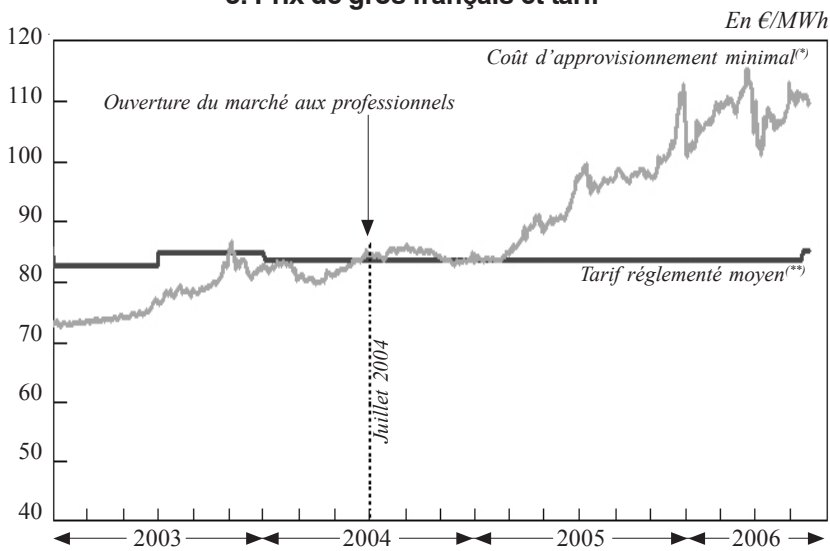
4. Prix de l'électricité en France et en Allemagne : comparaison PWX/EEX



Note : Le marché français de l'électricité Powernext (PWX) a été créé en 2001. Le marché allemand (EEX) résulte de la fusion en 2002 des deux marchés allemands LPX et EEX.

Source : Powernext.

5. Prix de gros français et tarif



Notes : (*) Approvisionnement des marchés de gros estimé à partir de la cotation des prix de gros : $Y + 1$ (hors marge, hors frais de gestion hors coûts d'équilmibrage) et coûts d'utilisation des réseaux + CTA à partir de 2006 ; (**) Moyenne sur les tarifs réglementés bleus professionnels HTT (hors CSPE, hors taxes locales et TVA).

Source : CRE, septembre 2006.

Les problèmes soulevés par l'augmentation des prix de l'électricité sont d'ordre économique, politique et social. En outre, ils relèvent d'une problématique qui est à la fois européenne et française. Ils sont enfin exacerbés par le fait que l'électricité est devenue un bien essentiel et par l'extrême complexité des marchés de l'électricité. Il n'est pas inutile de rappeler en effet que ces nouveaux marchés de l'électricité sont fondamentalement marqués par les spécificités physiques du bien électrique, produit selon des technologies et des coûts très différents, qui circule à 300 000 km/seconde suivant un itinéraire non prévisible, qui n'est pas stockable, qui exige un équilibrage instantané entre l'offre et la demande et pour lequel l'élasticité prix de la demande est très faible, voire nulle.

Ajoutons à cela un débat qui divise les spécialistes : compte tenu des caractéristiques physiques de l'électricité, peut-on vraiment établir un lien logique entre les prix *spot* et les prix à terme comme pour les autres marchés de matières premières où le stockage joue un rôle important ? La théorie économique ne nous éclaire que partiellement sur les remèdes à apporter pour mieux faire fonctionner ces marchés imparfaits. Le déblocage ne peut se faire que dans une approche pragmatique, empirique, coopérative et dans une dynamique européenne où la France a clairement un rôle à jouer en essayant de positiver davantage les opportunités de la libéralisation (Pozzi, 2007).

3.1. L'électricité devenue bien essentiel, donc un bien politique ?

Alors même que près de deux milliards d'individus dans le monde n'ont pas accès à l'électricité, celle-ci est devenue un bien essentiel dans les pays industrialisés. En France, la grande tempête de décembre 1999, qui a privé d'électricité plusieurs millions de foyers, certains pendant plusieurs semaines, a montré à quel point nous étions dépendants de l'électricité pour le travail et les loisirs, pour les transports et la vie quotidienne. Dans le très court terme ce sont l'éclairage, la télévision et l'électroménager qui manquent puis, très vite, ce sont la chaîne du froid, les systèmes de chauffage et d'alimentation en eau, les télécommunications, les transports et une grande partie de l'activité économique qui sont touchés. La loi française a donc inscrit l'électricité comme un bien essentiel, avec un droit à l'électricité (loi du 10 février 2000). Ce droit à l'électricité est différent du service public de l'électricité qui est lui-même défini de façon précise (*cf.* encadré 2).

2. Article 1 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

« Le service public de l'électricité a pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général.

Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il concourt à la cohésion sociale, en assurant le droit à l'électricité pour tous, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique.

Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité, et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

Le service public de l'électricité est organisé, chacun pour ce qui le concerne, par l'État et les communes ou leurs établissements publics de coopération ».

Plus concrètement, et sur le plan des coûts, la plus grande part des sommes prélevées sur les consommateurs pour le service public de l'électricité (1,6 milliard d'euros en 2006) concerne : les tarifs préférentiels d'achat

pour la cogénération (51,7 %), la péréquation tarifaire[5] (34,9 %), le développement des énergies renouvelables et autres installations (10,4 %) et les dispositions sociales (3 %).

L'électricité est ainsi un bien hybride qui combine les caractéristiques d'un bien privé et d'un bien public. Le kilowattheure est un bien privé ; les fils électriques sont des « facilités essentielles » accessibles aux tiers ; la mise à disposition de l'électricité au client final peut être considérée comme un bien public qui entre dans la catégorie du service public. Dans cette industrie, l'opérateur de réseau a un rôle essentiel. Si, pour des raisons diverses, l'offre n'est pas suffisante, il est contraint à opérer des délestages, faute de quoi une panne totale peut intervenir, entraînant dans son sillage d'autres réseaux. La fiabilité (*reliability*) du système peut être ainsi considérée comme un bien public dont la responsabilité incombe à l'opérateur de réseau[6].

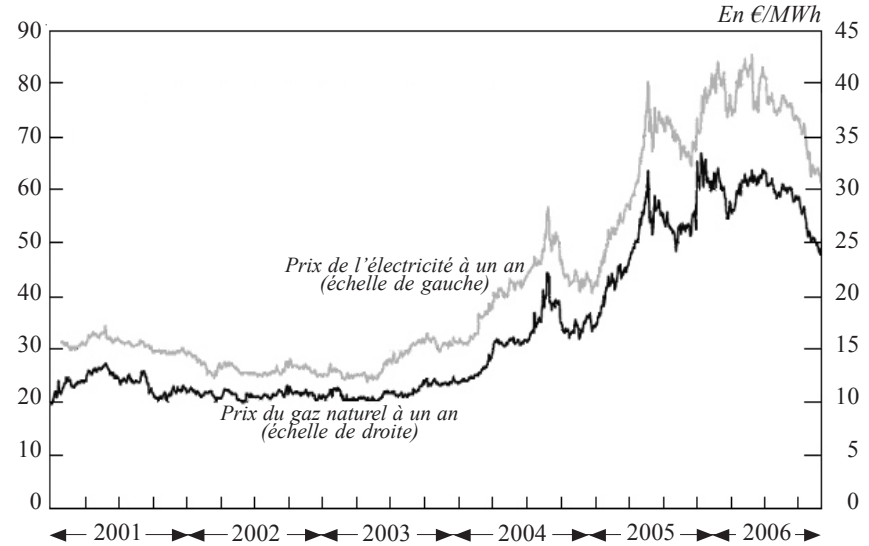
3.2. Les prix de l'électricité et la formation d'un marché européen de l'électricité

La libéralisation du secteur électrique a entraîné une modification des modalités de vente et d'achat d'électricité, au moins pour ce qui est des clients éligibles, ceux qui peuvent choisir leurs fournisseurs, un droit accordé à tous les consommateurs au 1er juillet 2007. En dehors des ventes au tarif, la plus grande partie des transactions se fait de gré à gré (*over the counter*) sous forme contractuelle, par définition non publique. En parallèle, il existe des marchés organisés, des bourses d'électricité, sur lesquels s'échangent des contrats standardisés dont l'échéance varie entre le très court terme (le jour d'après ou *day ahead*) et le moyen terme (de quelques mois à deux ans) qui ouvre la voie au développement des *futures*. Les principales bourses européennes sont le Nordpool (Scandinavie), EEX (Allemagne), APX (Pays-Bas), Powernext (France), OMEL (Espagne). Le rôle de ces bourses est important car le prix affiché est souvent pris comme référence pour établir les prix retenus dans des contrats bilatéraux. Il existe aussi des marchés à très court terme, dits marchés d'ajustement (*balancing markets*) sur lesquels les gestionnaires de réseau peuvent acheter des kilowattheures pour assurer l'équilibre. Il existe enfin des marchés de capacité pour la production et le transport. Pour la production, des capacités virtuelles de production (*VPP pour Virtual Power Plants*) sont régulièrement mises aux enchères par EDF, ceci ayant été imposé par la Commission européenne en contrepartie de la prise de contrôle de EnBW par EDF. Pour le transport, les capacités de transport sur les interconnexions transfrontalières sont attribuées par enchères.

(5) La péréquation tarifaire est un principe selon lequel l'électricité est vendue au même prix, à tous les consommateurs, quelle que soit leur localisation géographique. En Corse et dans les DOM TOM, le coût de l'électricité est très supérieur à ce qu'il est sur le continent.

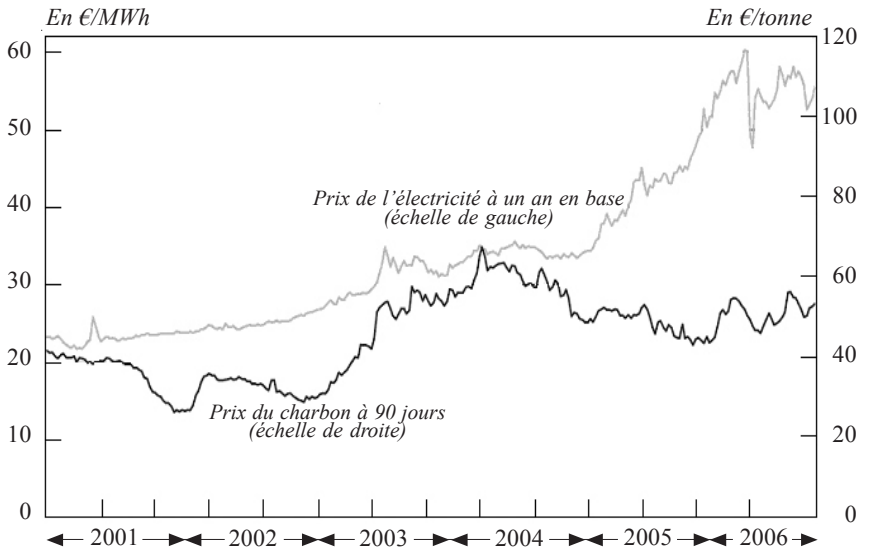
(6) Ce point est souligné par Finon et Pignon (2006). Voir aussi sur ce même point de Vries (2006).

6. Royaume-Uni : prix de l'éectricité et prix du gaz naturel



Source : Commission européenne, DG Competition (2007).

7. Prix de l'électricité et du charbon en Allemagne



Source : Commission européenne, DG Competition (2007).

En France, le marché de gros de l'électricité a démarré à la fin de l'année 2000 : il englobe les transactions s'effectuant sur la bourse de l'électricité (Powernext) et celles s'effectuant sous forme d'échanges bilatéraux. Au moment de l'ouverture des marchés de gros, comme il a été expliqué plus haut, certains consommateurs éligibles ont quitté les tarifs régulés, tentés par des prix de marché assez sensiblement inférieurs aux tarifs qui leur étaient proposés, puis, vers la fin de l'année 2004, la différence s'est inversée, avec une augmentation très substantielle des prix du marché de gros français qui sont proches des prix du marché de gros allemand.

Cet accrochage des prix français aux prix allemands est un sujet de préoccupation pour les consommateurs et les pouvoirs publics français. En effet, le niveau des prix allemands est très au-dessus du coût moyen de la production française d'électricité nucléaire ou hydraulique. Plusieurs raisons peuvent être avancées pour expliquer un état de fait qui paraît durable.

3.2.1. Le niveau des prix allemands et le coût marginal de long terme

Un marché électrique est toujours caractérisé par la coexistence de moyens de production que l'on peut classer par ordre de mérite. Dans un ordre de coût croissant et pour optimiser le parc on fait d'abord tourner l'hydraulique au fil de l'eau, puis le nucléaire, le charbon et le gaz naturel (selon les pays) et enfin, pour assurer la pointe, l'hydraulique de barrage de retenue ou des centrales thermiques de pointe. Il est logique, dans un système électrique en concurrence (par opposition à un système public de monopole) que le prix de marché puisse couvrir le coût de fonctionnement des centrales de pointe si l'on veut que les investissements du futur se réalisent en couvrant la pointe. Si les centrales de pointe fonctionnent au charbon ou au gaz naturel, il existe ainsi une relation entre l'évolution du prix de l'électricité et l'évolution du prix des combustibles qui participent à la détermination du coût marginal de l'électricité. Cette relation est très claire au Royaume-Uni, où la production marginale d'électricité est assurée par des centrales à gaz. L'évolution du prix de l'électricité est ainsi fortement corrélée à l'évolution du prix du gaz comme le montre le graphique 6. Cette relation est toutefois inexistante en Allemagne où la centrale marginale est un *mix* de gaz naturel et charbon : entre juillet 2004 et septembre 2006, le prix du charbon a diminué, passant de 63 à 51 euros/t. Pendant la même période, le prix de l'électricité s'est envolé de 34 à 56 euros/MWh (graphique 7) (DG Competition Report, 2007). Il y a là, peut être, un problème de dysfonctionnement sur les marchés allemand et français interconnectés, même si l'on prend en compte les augmentations dues au marché du CO_2 en 2005-2006. La compréhension des évolutions des prix sur les différents marchés implique que l'on étudie de plus près le rôle nouveau joué par les interconnexions entre les marchés nationaux. Ce point sera examiné plus loin.

3.2.2. Le nouveau rôle des interconnexions et leur renforcement

En devenant progressivement commerciales, l'interconnexion technique et l'interdépendance des réseaux se sont approfondies et intensifiées. Il existe aujourd'hui une solidarité électrique de fait qui s'apparente à des vases communicants. Une série d'évènements récents illustre cette interdépendance électrique qui se renforce chaque année.

En 2006, la consommation française d'électricité a baissé d'environ 1 %. Cette baisse s'explique par des conditions climatiques favorables, et une baisse importante de la consommation industrielle (due en partie à Eurodif)[7], tandis que celle des particuliers continuait à augmenter. Toutefois, cette même année, le 27 janvier, la demande a atteint son plus haut niveau historique (86 280 MW) et, pour la première fois de son histoire, EDF a été importateur net d'électricité à quatre reprises différentes. Ceci montre que l'équilibrage d'un réseau national se fait automatiquement au niveau européen. La CRE note d'ailleurs une inversion fréquente des flux aux frontières allemandes et italiennes en période de forte demande française. La France reste le premier exportateur d'électricité en termes physiques mais, du point de vue commercial, elle importe des quantités croissantes à certaines périodes de pointe.

Autre preuve de cette interdépendance : le 4 novembre 2006, la coupure volontaire d'une ligne de haute tension dans le Nord de l'Allemagne a entraîné une panne locale qui s'est propagée à travers l'Europe entière, amenant différents pays à prendre en urgence des mesures de délestage pour éviter la panne totale.

3.2.3. L'interdépendance obligée des bourses

À partir du moment où des bourses existent, une activité de *trading* et d'arbitrage se développe. Cette activité dépend en grande partie des capacités d'interconnexions disponibles et des congestions existantes. En ce qui concerne les relations entre les prix de Powernext et ceux de EEX, il est important de noter la dissymétrie entre les deux marchés. D'abord, sur le marché allemand, totalement ouvert dès le début de la libéralisation, la bourse (EEX) pèse beaucoup plus, en termes de transactions que la bourse française (Powernext) plus récente : 603 TWh ont été échangés sur EEX en 2005 (86 en *spot*, 281 en *futures* et 236 TWh sur l'OTC Clearing) contre 82 TWh sur Powernext (20 en *spot*, 62 en *futures*). L'introduction du « tarif de retour » en 2007 en France a eu un effet d'assèchement sur Powernext, ce qui contribue encore à accentuer la différence entre les volumes échangés sur les deux marchés et à renforcer l'accrochage puisque toute transaction est en permanent arbitrage entre les deux places. Les prix français sont donc tirés par les prix du marché allemand, même si les prix français peuvent influencer les prix allemands pour la demande de base. Malgré une

(7) Eurodif est la société européenne d'enrichissement de l'uranium localisée à Tricastin. C'est le premier consommateur français d'électricité.

corrélation assez bonne entre les prix français et les prix allemands, on constate en effet, à certains moments, des écarts de prix (prix français plus élevés) qui révèlent certaines tensions sur le marché français en période de pointe de la demande. Une prime de risque paraît être attachée au marché français du fait des tensions attendues en période de pointe.

3.2.4. L'effet CO_2

Le prix du CO_2 porte une part de responsabilité dans la flambée des prix de gros en 2005-2006. La mise en place d'un marché des émissions de CO_2 en janvier 2005 (*Emission Trading System ETS*) a donné un prix au CO_2, prix qui a été en partie répercuté sur les prix de gros de l'électricité. Des travaux de recherche ont été menés sur cette question. La répercussion du prix du CO_2 sur les prix de gros par les opérateurs varie d'un pays à un autre et, semble-t-il, d'une période (pointe-base) à une autre. Par ailleurs, le mode d'allocation des permis et l'asymétrie d'information sur les marchés du CO_2 ont clairement montré que, dans cette première phase, le système avait engendré des rentes substantielles pour certains opérateurs (*windfall profits*). L'effondrement du prix du CO_2 en 2006-2007 a contribué à détendre les marchés de l'électricité.

3.2.5. Le pouvoir de marché ?

Reste enfin la lancinante question de l'existence et de l'utilisation du pouvoir de marché sur les marchés de l'électricité. Les prix sur le marché de gros déterminent le revenu des opérateurs et fournissent par ailleurs un *benchmark* pour la négociation des contrats de gré à gré. Par ailleurs, l'élasticité prix est faible, voire nulle. Un opérateur peut être ainsi tenté de manipuler les prix, soit pour augmenter son revenu, soit pour gêner ses concurrents, soit pour prévenir l'arrivée de nouveaux entrants. Il dispose pour ce faire de très nombreux moyens. Le problème est d'autant plus complexe qu'il existe sur les marchés des interactions continuelles entre flux physiques, flux commerciaux, flux financiers avec des temporalités différentes (heures, jour, jour d'après, transactions à terme). Un petit nombre d'acteurs, qui s'observent en continu, savent de mieux en mieux opérer des arbitrages profitables. Le pouvoir de marché peut être ainsi individuel et/ou collusif. Il existe sur ce sujet une très abondante littérature mais, du point de vue opérationnel, le repérage, la prévention et la sanction du pouvoir de marché posent de redoutables problèmes. Des investigations sont en cours en Allemagne pour savoir si les hausses relevées entre 2004 et 2006 ne sont pas dues, en partie, à des abus de positions dominantes. Une étude indépendante très argumentée tend à montrer qu'il existe de fortes présomptions d'exercice de pouvoir de marché et que le marché allemand n'est pas un marché de concurrence (von Hirschhausen et *al*., 2006).

Ceci tend à montrer qu'il existe bien des distorsions et des imperfections dans le fonctionnement des marchés européens de l'électricité. Toutefois, il est important de faire quelques rappels économiques fondamentaux.

Le prix de l'électricité ne peut être fixé au niveau du coût moyen du parc nucléaire français car un tel niveau serait de nature à décourager totalement la construction des nouveaux moyens de production dont on a besoin. Le signal de prix doit être en ligne avec le coût en développement du parc de production, c'est-à-dire le coût marginal de long terme. Or, ce coût de développement se situe à un niveau assez élevé : 46 euros/MWh pour du nouveau nucléaire, entre 50 et 60 euros/MWh pour du charbon ou du gaz naturel. Dans ce contexte, on comprend que les tarifs français régulés, et la mise en place du « tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché » soient contraires à la logique économique du marché : ils donnent de mauvais signaux, découragent les investissements du futur, diminuent la liquidité des marchés en émergence et entretiennent les consommateurs dans l'illusion d'un maintien possible de prix peu élevés. La différence entre le niveau des prix de marché et le coût moyen de production d'électricité dans le parc français pose la question de la rente nucléaire et de sa répartition.

Le marché européen de l'électricité est donc bien une réalité mais il génère de très nombreux problèmes et fragilités : extrême complexité des relations entre le physique et le financier, prix élevés et volatils, vulnérabilité du système aux aléas climatiques, sécurité problématique des approvisionnements à court, moyen et long termes. Les marchés sont très imparfaits et il convient de recenser ces imperfections.

3.3. Les imperfections des marchés

En janvier 2007, la Commission européenne a présenté le rapport final concernant l'enquête sectorielle sur l'énergie qui a été menée par la DG Competition en 2005-2006. Ce rapport cherche à mettre en évidence les obstacles qui entravent le bon fonctionnement des marchés européens du gaz et de l'électricité. Les sujets de préoccupation de la Commission sont au nombre de huit (pour le gaz et l'électricité, trois ayant été rajoutés aux cinq premiers dont l'importance avait déjà été soulignée dans le rapport préliminaire de 2006) :

- la concentration du marché
- les restrictions verticales
- l'insuffisante intégration des marchés ;
- le manque de transparence ;
- le mode de formation des prix ;
- les marchés de l'aval ;
- les marchés d'ajustement ;
- le gaz naturel liquéfié.

Les problèmes posés par le gaz et l'électricité ne sont pas identiques mais tous peuvent être regroupés sous ces huit rubriques. Il est intéressant de noter que cette analyse illustre un approfondissement méthodologique de la Commission pour identifier à la fois les forces motrices de la concurrence et les obstacles au développement de celle-ci.

Dans l'offensive de la Commission, il y a à la fois des constats de malfonctionnement et des présomptions de dysfonctionnement qui demanderaient à être confirmées par des études ultérieures. En ce qui concerne l'électricité, les points qui posent problème et appellent à l'action peuvent être déclinés de la façon suivante.

3.3.1. La concentration des marchés

Les différents marchés de l'électricité paraissent en général caractérisés par un niveau élevé de concentration : concentration de la production, concentration des acteurs sur les marchés de gros. Le degré de concentration (généralement mesuré par les parts de marché et des indices de concentration de type HHI[8]) est un indicateur qui appelle les autorités de la concurrence à la plus grande vigilance quant à l'exercice possible d'un pouvoir de marché. Ce que souligne le rapport c'est que, dans le cas de l'électricité, les caractéristiques physiques du bien échangé favorisent la concentration et élargissent les opportunités d'exercice du pouvoir de marché. C'est un problème qui a été beaucoup discuté par les économistes de l'électricité depuis l'ouverture des marchés au début des années quatre-vingt-dix.

Ce qui est nouveau dans ce rapport, c'est qu'il propose d'appliquer les indices conventionnels de concentration à des marchés pertinents définis de façon beaucoup plus précise. Le marché pertinent qui est retenu est celui du marché de gros, en distinguant les heures de pointes et les autres et, sur ces dernières en distinguant les ventes à *J – 1* (*day ahead)* et les prix à terme d'un an (*forward products*) pour des livraisons en base. Ce dernier produit (*base load yearly contract*) est le produit le plus échangé sur les marchés à terme. Les marchés de gros considérés sont les marchés nationaux, ce qui a pour effet de sous-estimer les effets d'interconnexion soulignés plus haut.

Les principales manifestations de pouvoir de marché auxquelles on peut s'attendre sont :

- les retraits de capacité (*physical or economic withholding*) pour faire monter les prix ;
- l'imposition de prix élevés quand un générateur sait que sa production est indispensable (*price setting*) ;
- la vente à prix bas pour empêcher l'entrée (*predatory pricing*).

Il s'agit là de facteurs endogènes inhérents aux modalités d'organisation et de fonctionnement des marchés pour une industrie fortement concentrée. Il convient de rappeler que d'autres facteurs, ceux-là exogènes, influencent fortement les prix de l'électricité : le prix des combustibles (gaz et charbon), l'hydraulicité, les conditions climatiques, le prix du CO_2, les congestions des interconnexions et les prix d'enchères de celles-ci.

(8) L'indice de Hirshman-Herfindahl (HHI) est la somme des carrés des parts de marché de toutes les firmes présentes sur un marché donné (le marché pertinent). Plus le chiffre est élevé, plus le marché est concentré. Le HHI d'un monopole est de 10 000 (100 x 100).

Il apparaît ainsi que la forte concentration de l'industrie et l'extrême complexité des marchés pourraient offrir de multiples occasions d'exercer un pouvoir de marché. Les consommateurs, consultés au cours de l'enquête, paraissent dans l'ensemble ne pas faire confiance aux marchés. Il faut se garder toutefois d'une approche « morale » sur le pouvoir de marché ; les problèmes posés par les marchés électriques libéralisés sont de nature structurelle, physique et technique (Chevalier et Keppler, 2006). Les présomptions de la Commission demandent à être étayées.

3.3.2. Les restrictions verticales

Les restrictions verticales sont souvent liées aux conditions d'accès aux réseaux de transport (et aux stockages et terminaux de GNL pour le gaz naturel). Lorsque la séparation de propriété (*ownership unbundling*) n'est pas assurée, les opérateurs de réseau sont fréquemment suspectés de favoriser leur maison-mère par rapport aux autres concurrents ; ils sont aussi suspectés de ne pas faire les investissements qui pourraient nuire aux intérêts de la maison-mère. On peut ainsi dresser une longue liste des effets négatifs que pourraient entraîner les décisions – et l'absence de décisions – d'un transporteur non indépendant et insuffisamment régulé.

Deux formes d'intégration verticale sont dans le collimateur de la Commission : l'intégration entre la production d'électricité et le commerce de détail, l'intégration entre la production d'électricité et le transport de celle-ci. L'intégration production/fourniture, ou l'existence de contrats de long terme ont pour effet d'assécher les marchés de gros et d'accroître la volatilité des prix puisque les ajustements se font sur des volumes plus réduits. L'intégration production/transport pose directement la question de la séparation de propriété (*ownership or property unbundling*).

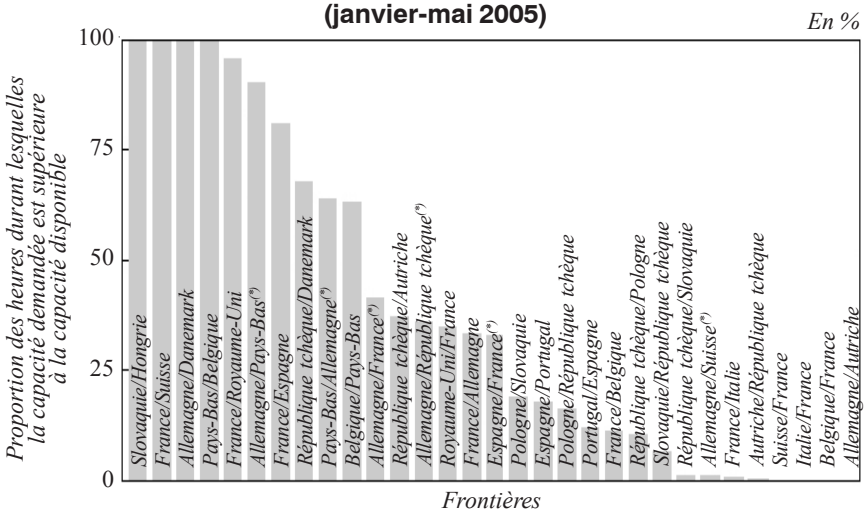
La deuxième directive électricité impose (avant le 1er juillet 2007) la séparation légale entre les activités de transport et de production. Les TSO (*Transmission System Operators*) et les DSO (*Distribution System Operators*) doivent être indépendants et légalement séparés des producteurs. De là s'est développée une discussion dans laquelle la DG Competition souhaitait clairement imposer la séparation de propriété, au motif que c'était la seule garantie que l'on pouvait avoir quant à l'indépendance totale du transporteur et son aptitude à la non-discrimination. En présentant le « Paquet énergie » du 10 janvier 2007, le Président de la Commission a déclaré nettement que la Commission donnait une préférence à la séparation de propriété mais qu'elle était prête toutefois à accepter un *second best* dans lequel le transporteur pourrait encore appartenir au producteur à condition que le management du transporteur soit absolument indépendant (*Independant System Operator ISO*) et autonome par rapport à son propriétaire. La Commission pouvait difficilement demander une séparation de propriété sachant que la France et l'Allemagne y étaient vigoureusement opposée (opposition exprimée dès de 10 janvier 2007 dans une lettre du ministre français délégué à l'Industrie).

3.3.3. L'insuffisante intégration des marchés

L'intégration des marchés est encore très imparfaitement réalisée, malgré les « accrochages » (France-Allemagne) indiqués ci-dessus. L'intégration des marchés repose en grande partie sur les capacités d'interconnexions qui paraissent insuffisantes. Selon le rapport de la Commission, cette insuffisance s'explique par la faiblesse des incitations, une allocation inefficace des capacités existantes (y compris en ce qui concerne les enchères), des incompatibilités techniques entre les systèmes. La demande de capacité sur de nombreuses frontières a augmenté de façon significative ces dernières années et les niveaux de congestion sont dans bien des cas très élevés.

Le rapport montre que de nombreuses interconnexions sont saturées (graphique 8) et que d'autres sont très sous-utilisées. Sur l'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni, la Commission estime que la sous-utilisation de capacité représente un manque à gagner de 64 millions d'euros. Seulement 25 % des revenus engendrés par les enchères de capacité au profit des opérateurs de réseau sont utilisés pour construire de nouvelles lignes ou renforcer celles qui existent (entre 0 et 10 % en France, *cf.* tableau 1). Capgemini souligne dans son rapport de 2006 que le taux d'utilisation des centrales nucléaires peut être freiné par des congestions ou des insuffisances de capacités. Le taux d'utilisation des centrales nucléaires était de 86 % en Allemagne et de 77 % en France. Un taux d'utilisation français du même niveau que celui de l'Allemagne permettrait d'obtenir une capacité de base supplémentaire de 40 TWh par an (Capgemini, 2006).

8. Parts des heures de congestion sur le total des heures (janvier-mai 2005)



Lecture : La plupart des opérateurs reportent les congestions agrégées par interconnexion, mais certains d'entre eux reportent les congestions agrégées de plusieurs interconnexions transfrontalières. Dans certains cas, les données reportées ne correspondent pas aux congestions entre opérateurs de réseau transfrontaliers. Cela signifie que les opérateurs de réseau impliqués n'ont pas une évaluation commune et claire de la mesure dans laquelle les capacités appelées dépassent les capacités disponibles. Cela suggère que l'approche en termes d'allocation de capacités n'est pas suffisamment coordonnée et nécessite des améliorations.

Note : (*) Moyenne de plus d'une interconnexion transfrontalière.

Source : Commission européenne, DG Competition (2007, p. 172).

1. Revenus de congestion et investissements en interconnexions

En millions d'euros

	Revenus de congestion (2001-06/2005)	Investissements en interconnexion (2001-06/2005)
A	200-300	25-35
B	0-20	0-10
C	80-150	0-10
D	200-300	0-10
E	200-300	50-100
F	80-150	0-10
G	20-80	0-10
H	80-150	80-150
J	0-20	10-40
K	0-20	10-40
Total	1 000-1300	200-300

Note : À l'exclusion des dépenses de réduction des congestions.

Source : Commission européenne, DG Competition (2007).

Dans sa communication sur le programme des interconnexions prioritaires[9], la Commission rappelle que des projets d'intérêt commun, portant sur des interconnexions transfrontalières, ont été identifiés et doivent être réalisés le plus rapidement possible. Pour les 32 projets d'interconnexions électriques, 20 sont en retard dans la réalisation, dont 12 avec des délais de plus de trois ans. La Commission souligne les nombreux obstacles auxquels se heurtent ces projets, notamment du fait des fortes oppositions environnementales, mais elle pense que certains de ces obstacles pourraient être surmontés, surtout avec une meilleure coordination entre les opérateurs de réseau et un pouvoir plus affirmé des régulateurs sur les questions transfrontalières.

Certes, il existe des obstacles au développement des interconnexions mais on a le sentiment que davantage devrait être fait. Une meilleure intégration des marchés serait de nature à réduire les possibilités d'exercice du pouvoir de marché.

3.3.4. Le manque de transparence

L'enquête sectorielle apporte des données intéressantes et nouvelles sur la question de la transparence des informations. Sur des marchés aussi complexes que les marchés de l'électricité, l'accès à l'information est essentiel pour trois raisons au moins :

- pour réduire les barrières à l'entrée et les risques associés à la prise de décision, surtout chez les nouveaux entrants ;
- pour réduire l'asymétrie d'information entre les acteurs ;
- pour instaurer un climat de confiance vis-à-vis de l'industrie et des marchés de gros.

(9) Commission des communautés européennes (2007b).

Le Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER) et l'ERGEG soulignent depuis plusieurs années le manque de transparence et agissent pour promouvoir une meilleure transparence. Ce point est également évoqué par Eurelectric (Union of the Electric Industry). Le European Transmission System Operators (ETSO) qui regroupe les opérateurs de réseau et la European Federation of Energy Traders (EFET) ont également publié des rapports sur le sujet[10]. Il est clair que le manque de transparence freine le développement des marchés de gros, et plus généralement le développement de la concurrence.

Dans le contexte de l'enquête sectorielle, il a été demandé aux régulateurs nationaux d'indiquer quelles informations étaient disponibles dans leurs pays respectifs en ce qui concerne 49 types d'informations spécifiques qui couvrent les champs suivants :

- disponibilité technique des réseaux (10 questions couvrant les fréquences et les causes des congestions, les capacités de transport disponibles, les prix et les flux physiques) ;
- disponibilité technique des interconnexions (11 questions sur des sujets identiques) ;
- la charge des réseaux (5 questions) ;
- marchés d'équilibre et réserve (5 questions) ;
- production (4 questions couvrant la production et les indisponibilités) ;
- capacité installée (14 questions couvrant les portefeuilles de puissance installée disponible).

Suite à cette enquête, 21 réponses (de 21 pays) ont été reçues. Le tableau qui récapitule les réponses est particulièrement intéressant car il permet une comparaison dans la transparence. Sur les 49 informations couvertes, les réponses divergent entre zéro information publiée et 38 informations publiées. Les pays où les informations publiées sont les plus nombreuses sont des pays où les marchés de l'électricité sont jugés comme étant les plus concurrentiels (notamment le Royaume-Uni et la Scandinavie). Les opérateurs de marché souhaitent davantage de transparence avec toutefois des problèmes complexes comme celui de la confidentialité et aussi le problème des informations qui doivent être publiques et celles qui doivent transmises au seul gestionnaire de réseau. Au Royaume-Uni, le pays le mieux classé, les exigences de transparence sont indiquées dans le *Grid Code and the Balancing and Settlement Code.* On peut trouver dans ces documents une référence qui pourrait progressivement s'imposer (avec quelques corrections) au niveau européen. Des progrès sont réellement faits en matière de transparence, notamment en ce qui concerne les échanges transfrontaliers. Un groupe de travail sur le sujet a été mis en place par le Commission en novembre 2006.

D'autres dysfonctionnements et imperfections de marchés ont été relevés dans le rapport final. Ils concernent les marchés de détail, l'existence

(10) ETSO (2005), EFET (2003) et ERGEG (2006).

de contrats à long terme entre producteurs et consommateurs, le fonctionnement des marchés d'équilibre. Ces problèmes sont importants et méritent d'être étudiés plus en détail. La Commission a clairement manifesté son intention d'agir de deux façons pour améliorer le fonctionnement des marchés :

• une vigoureuse action antitrust fondée sur les règles de concurrence (articles 81, 82 et 86 EC), le contrôle des fusions-acquisitions (règlement 139/2004), et le contrôle des aides d'État (articles 87 et 88 EC), ceci en coopération avec les autorités nationales de la concurrence. Au cœur de cette action se trouvent le repérage, la prévention et la sanction du pouvoir de marché. Il convient de ne pas sous-estimer le pouvoir de la Commission en la matière et, pour les entreprises, de préparer des actions préventives, plutôt que des actes de résistance politique qui seraient en fin de compte inefficaces et contre-productifs, parce que contraires au droit européen. Ces actions de la DGCOMP devraient porter essentiellement, comme il a été indiqué ci-dessus, sur la concentration des marchés, les restrictions verticales, l'insuffisante intégration des marchés et l'abus de position dominante ;

• une action « pro-compétitive » visant à améliorer les conditions institutionnelles et réglementaires qui encadrent et conditionnent le fonctionnement des marchés. À ce niveau, la première question est celle de la séparation entre les activités régulées et celles qui ne le sont pas (le *unbundling*). On sait sur ce point que la Commission a clairement exprimé sa préférence pour la séparation patrimoniale. Elle a toutefois admis, comme *second best*, la possibilité d'avoir un opérateur de réseau totalement indépendant de son propriétaire. Elle souligne bien que, dans ce cas, les exigences de régulation seraient plus fortes et plus coûteuses. Les autres actions « pro-compétitives » portent sur l'amélioration des procédures de régulation, l'accroissement de la liquidité des marchés et de la transparence.

Les points ci-dessus sont au cœur de la dynamique européenne de l'électricité. Cette dynamique est en marche. Il existe au sein de la Commission une forte volonté d'approfondir et d'accélérer ce qui a été démarré, dans la logique à la fois économique et juridique qui est celle de la construction européenne. Il n'est pas dans notre propos d'entrer dans les détails techniques et juridiques de ces actions. Nous considérons en effet que ces problèmes techniques (mise en évidence du pouvoir de marché, gestion des interconnexions, des congestions et des marchés d'équilibre) ne pourront être réglés de façon satisfaisante que lorsque des progrès auront été réalisés sur la transparence, l'harmonisation et la coordination. De ce fait, nous souhaitons focaliser nos recommandations sur les actions pro-compétitives les plus stratégiques et les plus urgentes. Nous avons retenu deux thèmes majeurs :

• les impératifs d'harmonisation et de coordination ;

• la réalisation des investissements nécessaires pour la production et le transport d'électricité.

Sur ces deux thèmes, la communauté française de l'énergie – administration et entreprises – a beaucoup d'expertise à apporter et c'est donc une opportunité à saisir avec ses aspects techniques, économiques, organisationnels et institutionnels.

3.4. Les impératifs prioritaires d'harmonisation et de coordination

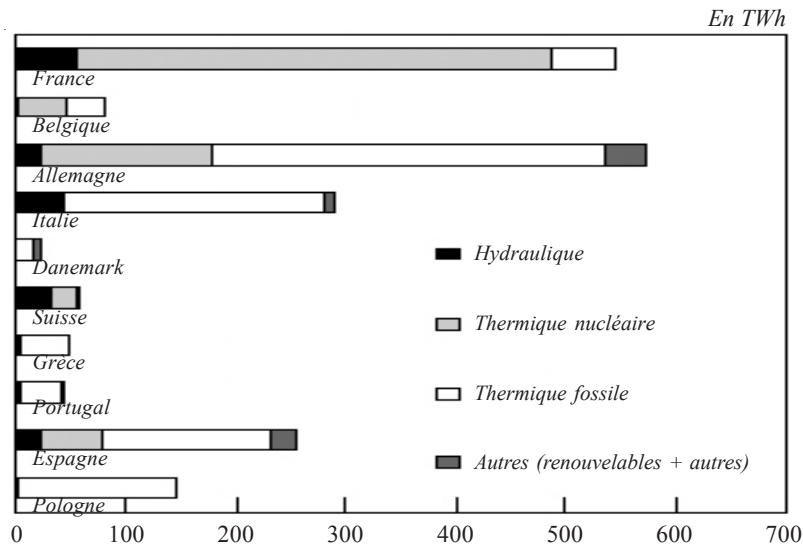
Il existe de grandes différences entre les systèmes électriques nationaux mis en place au cours de l'histoire par chacun des pays membres :

• différences dans la structure de marché de la production et du transport de l'électricité : concentration plus ou moins forte, monopoles nationaux ou régionaux, firmes publiques ou privées de tailles variées, intégration verticale plus ou moins poussée ;

• différences dans la structure de la production d'électricité et la contribution de chaque filière technique (graphique 9) ;

• différences dans les choix politiques affichés, notamment en ce qui concerne l'énergie nucléaire. De ce point de vue, le paquet énergie du 10 janvier tend à favoriser la relance du débat nucléaire en encourageant la circulation et l'objectivisation des coûts afférents au nucléaire.

9. La structure différenciée des parcs électriques (production en TWh)



Source : UCTE (2005).

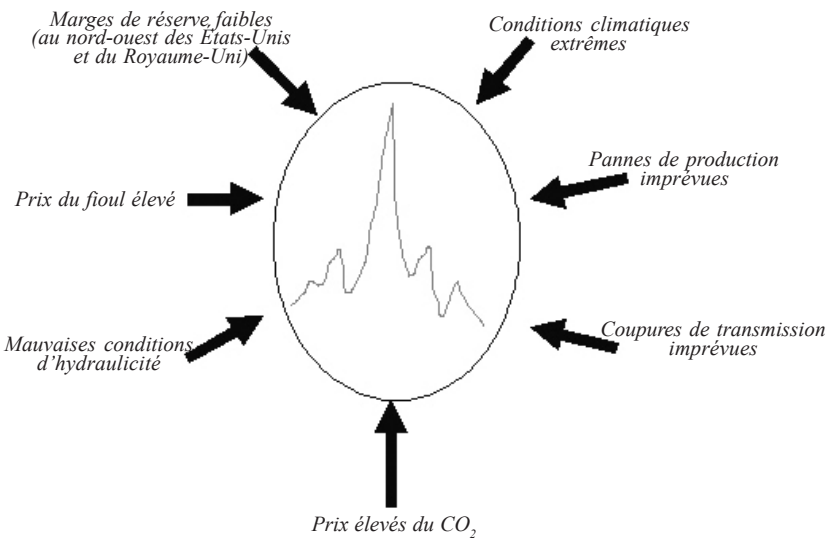
Tous les réseaux de transport d'électricité sont interconnectés depuis longtemps dans le cadre de l'UCTE. Toutefois, la libéralisation a profondément changé la logique de l'interconnexion. C'était une logique technique de solidarité et de secours à court terme ; c'est maintenant une logique commerciale qui, au-delà du commerce, crée une puissante solidarité entre les réseaux. La panne du 4 novembre 2006 a montré à la fois l'ampleur des interdépendances et la force de la solidarité. La chaîne des événements est claire : vers 21 heures, la coupure volontaire d'une ligne de haute tension en Allemagne pour permettre le passage d'un bateau sur la rivière Ems

provoque une scission de la plaque électrique continentale en trois zones de fréquence, dont une en surproduction et deux en sous-production. En quelques secondes des centrales de production s'effacent automatiquement, d'autres sont appelées en urgence et les opérateurs de réseau, depuis l'Allemagne jusqu'au Portugal et à la Grèce procèdent à des délestages (coupures de courant dans certaines zones stratégiquement réparties) pour éviter la panne totale. Une quinzaine de pays européens ont ainsi été solidaires pour éviter qu'un incident, se produisant en Allemagne un dimanche soir, ne plonge dans le noir la plus grande partie de l'Europe. On sait maintenant que ces déséquilibres auraient pu être évités si les mécanismes techniques appropriés avaient été utilisés par la compagnie concernée[11].

Bien avant cet exemple récent, la panne de 2003 en Italie avait déjà été un avertissement. Ces évènements montrent à quel point des actions de coordination et d'harmonisation sont nécessaires et urgentes.

L'interdépendance des réseaux peut être en elle-même créatrice de fragilité puisqu'un incident local, ou encore la conjonction de plusieurs facteurs peuvent entraîner des ruptures de fourniture. Le graphique 10 montre comment la conjonction de faits différents qui surviennent au même moment peut provoquer des pics de prix. Ceci illustre une phrase fameuse de Marcel Boiteux : « quand la demande atteint un certain niveau, l'offre disparaît ».

10. Pic de prix : l'inattendu survient



Source : Cambridge Energy Research Associates (CERA).

(11) Plusieurs études ont été faites sur cette panne, notamment par l'ERGEG et par la CRE. Le mécanisme concerné est une simulation *ex ante* à 24 heures d'une action envisagée ou une perte d'ouvrage (production ou transport) d'où le nom de n – 1.

Les réseaux électriques européens sont interconnectés, interdépendants et solidaires. L'organisation des industries électriques dans chaque pays obéit très progressivement à un certain nombre de règles communes mais quelques pays traînent encore dans la transposition complète des directives qui, en principe, devrait être achevée en juillet 2007. La transposition complète des directives est évidemment un préalable majeur mais, au delà, s'ouvrent maintenant de grands chantiers qui visent à approfondir l'évolution vers des marchés, encore plus interconnectés, et plus efficaces.

Dans l'analyse des marchés de l'électricité on se pose fréquemment la lancinante question du *market design,* l'architecture du marché, une question qui ne se pose généralement pas pour les autres marchés de commodités. Cette question spécifique à l'électricité a donné lieu à une importante littérature théorique et appliquée et elle se pose bien évidemment pour l'Europe. Toutefois, la théorie économique ne nous fournit pas une réponse simple en nous indiquant le modèle d'organisation optimal qu'il serait possible de transposer dans toute l'Europe. Cette question ne se posait pas au début du processus de libéralisation car on pensait que l'accès des tiers aux réseaux entraînerait automatiquement le développement d'un marché concurrentiel. Aujourd'hui, chaque marché a des particularités architecturales nationales. Nous pensons que, compte tenu des différences et de l'histoire, il convient de partir des interconnexions existantes et d'adopter une démarche pragmatique et empirique beaucoup plus fondée sur les articulations institutionnelles que sur le fonctionnement des marchés eux-mêmes. En d'autres termes, nous croyons davantage à l'action de concertation qu'à la proposition *ex ante* d'un *market design* unique qui serait imposé à tous. En effet, il apparaît, pour le secteur de l'électricité, que le problème majeur est d'assurer la meilleure coordination possible entre trois acteurs essentiels qui sont le gestionnaire du réseau de transport (monopole naturel), le régulateur et le marché. En insistant sur cette approche globale, et tout le potentiel qu'elle représente, nous éviterons les questions trop techniques sur lesquelles une bonne concertation entre régulateurs et opérateurs permet de trouver des solutions[(12)].

Notre approche est fondée sur l'idée que l'on irait progressivement, au moins sur la plaque continentale, vers un seul réseau, un seul organisme de régulation et un seul marché. Une telle architecture impliquerait la création d'une entreprise européenne de transport, opérateur indépendant (*Independant System Operator, ISO* qui assure le fonctionnement du réseau sans en avoir la propriété). Le mouvement prendra du temps. Le rythme d'évolution dépendra de la volonté politique de le faire, pour l'instant inexistante, mais aussi de la fréquence des incidents auxquels nous aurons à faire face (pannes, hausses de prix, *peaks* de prix, délestages de précaution, etc.).

(12) Nous renvoyons sur ce point aux suggestions qui ont été faites par Glachant, Belmans et Meeus (2006).

Cette unification des marchés se heurte bien évidemment à des résistances de toutes formes : réticences politiques face à la diminution du pouvoir des gouvernements et des états, réticences de la part des grandes firmes intégrées qui souhaitent maintenir leur puissance, réticences des acteurs en place (gestionnaires de réseau, régulateurs) qui ne souhaitent pas disparaître au profit d'une entité communautaire unique. Pour ne pas brusquer les choses, nous pensons donc qu'il faut encourager une voie plus douce qui passe par le renforcement du pouvoir des deux entités communautaires clefs : l'ERGEG et l'ESTO, devenant pour marquer le renforcement de leurs pouvoirs l'ERGEG-Plus et l'ETSO-Plus, formules qui se trouvent déjà plus ou moins officiellement dans les documents de la Commission. Ces deux entités devraient être en mesure de renforcer l'harmonisation, la coordination et la coopération entre les régulateurs européens, entre les gestionnaires de réseau, entre régulateurs et gestionnaires de réseau, tout ceci en relation avec les marchés.

Cette dynamique d'harmonisation devrait se faire à un moment où l'on assiste à une consolidation de l'industrie européenne du gaz et de l'électricité avec l'émergence d'un puissant oligopole électro-gazier. Ce mouvement de concentration est à double tranchant : il peut dans certains cas renforcer la concurrence entre groupes rivaux sur un même territoire (la France par exemple avec une nouvelle concurrence à EDF menée par Suez/Gaz de France et EON/SNET) ; il peut aussi renforcer la tentation de comportements collusifs. Il est donc tout à fait indispensable que la coordination évoquée ci-dessus se fasse avec une autre concertation qui concerne les autorités de la concurrence, nationales et européennes. C'est la raison pour laquelle nous préconisons de doter l'ERGEG-Plus de certains pouvoirs de surveillance des marchés. En outre, l'ERGEG-Plus devrait, pour certaines questions, être doté d'un pouvoir de contrainte accepté et étayé par les gouvernements. Une telle action est de nature à jouer un rôle de contre-pouvoir par rapport aux tentations du pouvoir de marché.

3.4.1. ERGEG-Plus

La transformation de l'ERGEG en ERGEG-Plus est fondée sur le renforcement des pouvoirs de la communauté européenne des régulateurs de l'énergie. L'ERGEG et le CEER mènent déjà des travaux dans ce domaine dans le cadre de groupes de travail. Par ailleurs, une action collective importante de coordination a déjà démarré sur le plan régional. Les cinq régulateurs de la zone centre-ouest (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas) ont défini un certain nombre d'objectifs prioritaires, en coordination avec les gestionnaires de réseau concernés. Ces priorités sont les suivantes :

- l'harmonisation et l'amélioration des mécanismes d'enchères explicites, dont la question de la fermeté des capacités d'interconnexion ;
- la mise en œuvre d'une solution de couplage de marchés organisés basée sur les flux ;

• la mise en œuvre d'échanges transfrontaliers infrajournaliers et d'ajustement ;

• la mise en place d'une méthode commune de calcul des capacités d'interconnexion ;

• la maximisation du niveau et de l'utilisation des capacités d'interconnexion existantes ;

• l'élaboration d'un plan régional d'investissement dans les réseaux de transport ;

• la transparence du marché et des GRT ;

• la surveillance régionale des marchés ;

• l'harmonisation et l'amélioration des échanges de données[13].

Dans cet esprit de coopération renforcée, dont il ne faut pas sous-estimer les difficultés, nous voudrions rappeler ici quelques domaines prioritaires et avancer quelques suggestions pour la coordination des régulateurs et une meilleure intégration des marchés.

3.4.1.1. Améliorer la transparence

Nous avons signalé plus haut comment l'absence de transparence est un obstacle à l'intégration et au fonctionnement correct des marchés. L'amélioration de la transparence, avec des obligations de publication est donc l'action la plus urgente à mener. Elle est un préalable essentiel pour aller plus loin. L'ERGEG est en mesure de faire des propositions sur ce sujet et les exigences de transparence devraient être incluses dans un prochain « paquet législatif ». La transparence sur les marchés d'ajustement (*Balancing markets*) paraît une priorité. Sur cette question, il y a un juste milieu à trouver car il faut maintenir une frontière claire entre ce qui peut être rendu public et ce qui doit rester confidentiel, entre les informations utiles et celles qui ne le sont pas. Les travaux menés par l'ERGEG intègrent, semble-t-il, ces dimensions. Il serait souhaitable par exemple, dans ces efforts de coordination, que certaines données confidentielles, en possession des régulateurs ou des gestionnaires de réseau, puissent être échangées entre eux pour mieux gérer en particulier les flux transfrontaliers[14].

Le repérage des insuffisances des marchés et des utilisations du pouvoir de marché implique des séries temporelles de données assez longues. Ce n'est pas le cas pour le moment et seule une amélioration de la transparence sur des points sensibles serait en mesure de pallier cette lacune. La surveillance efficace des marchés implique la collecte et l'analyse des données en temps réel.

---

(13) Voir le site de la CRE, Rapport du 12 février 2007.

(14) Ceci impliquerait toutefois une modification des textes réglementaires car les gestionnaires de réseaux sont tenus à la confidentialité.

3.4.1.2. Harmonisation des règles et des standards

À partir du moment où plusieurs réseaux sont réunis et solidaires, il convient de mettre en place des standards de gestion et de sécurité communs qui soient juridiquement imposés aux gestionnaires de réseau sous le contrôle des régulateurs. Ces standards communs impliquent des obligations et des responsabilités individuelles. Ils favorisent la circulation de l'information en temps réel. Si ces standards avaient été mis en place et si la circulation des informations avait été assurée, on aurait probablement évité les pannes de 2003 et 2006. Dans cette harmonisation des règles, ETSO-Plus est en mesure de mener un *benchmarking* permanent entre les opérateurs de réseau et d'apprécier leur « conformité » (avec une possible certification européenne) en termes d'indépendance et de sévérité des règles. Dans le domaine des règles, les conditions dans lesquelles s'effectuent les transactions transfrontalières sont de première importance. En effet, les missions des régulateurs nationaux sont définies au niveau national et aucun mode régulatoire ne couvre les transactions frontalières. Il y a là, comme le souligne l'ERGEG avec vigueur, un « vide juridique » qui pourrait être comblé par l'ERGEG-Plus. La régulation du transfrontalier et l'amélioration – du point de vue de l'intérêt général – de la gestion des interconnexions sont des éléments majeurs pour la prévention et la gestion des pannes.

3.4.1.3. Surveillance des marchés et « *monitoring* »

Nous avons déjà évoqué la surveillance des marchés comme une mission parfois confiée au régulateur, comme c'est le cas en France depuis la loi sur l'énergie de décembre 2006. Cette mission paraît d'autant plus nécessaire au niveau européen que l'articulation des différentes bourses pose des problèmes qui sont transeuropéens (l'accrochage des prix français aux prix allemands qui a été évoqué plus haut) nouveaux et d'une extrême complexité. La création d'un *European Market Surveillance Committee* a déjà été proposée (Glachant et Levêque, 2005 et Chevalier et Keppler, 2006) et l'on pourrait aller plus loin en s'inspirant des *Market Monitoring Units* qui existent aux États-Unis. Le monitoring du marché ne peut se faire que si les deux actions mentionnées ci-dessus (transparence et harmonisation des règles) ont été entreprises. Le *monitoring* est à la confluence de la régulation et de la concurrence (Boisseleau, 2006). Un *monitoring* efficace suppose une surveillance du marché en continu. Il diffère donc de l'action antitrust qui intervient *ex post*. Le *monitoring* permet le repérage du pouvoir de marché et une action rapide. Il peut avoir un effet dissuasif dans la mesure où les acteurs, se sachant surveillés, hésiteront à exercer leur pouvoir de marché. La mise en place d'un comité de *monitoring* devrait se faire en coopération active entre l'ERGEG, ETSO et les marchés eux-mêmes. Ceci impliquerait la rédaction précise de protocoles de *monitoring*.

3.4.1.4. Les investissements du futur

La réalisation en temps utile des investissements de production et de transport d'électricité, de transport du gaz naturel, conditionne la sécurité des approvisionnements en énergie sur le court, moyen et long termes. Ces

décisions relèvent pour l'instant des entreprises concernées, avec parfois certaines interventions des pouvoirs publics, mais la construction d'une Europe de l'énergie nécessite une approche coordonnée de ce problème fondamental. La sécurité des approvisionnements est un problème européen et non plus national, pour l'électricité comme pour le gaz naturel. Ces questions ne relèvent pas pour l'instant de la compétence des régulateurs mais les nouvelles missions de l'ERGEG-Plus pourraient changer la donne. Nous reviendrons sur cette question plus loin.

3.4.1.5. Les intérêts des consommateurs

Il ne faut pas oublier que la construction d'un marché unique doit avant tout bénéficier aux consommateurs. À l'échelon national, les régulateurs se soucient des intérêts des consommateurs, notamment en veillant à la transparence du marché et à ce que l'information soit largement diffusée. Cette mission pourrait être davantage développée au niveau européen avec par exemple l'élaboration d'une charte du consommateur, l'élaboration de chartes de bonne conduite pour les fournisseurs, la standardisation des procédures de plaintes et de réclamations.

Dans cet esprit, les régulateurs doivent travailler en étroite coopération avec les consommateurs, les fournisseurs, les sociétés de service en énergie. L'une des grandes faiblesses des marchés de l'électricité, c'est l'absence de réactivité de la demande. Dans un environnement de prix élevé, des efforts doivent être faits pour que l'élasticité de la demande aux prix puisse se manifester davantage. Les régulateurs peuvent par exemple intégrer davantage l'horosaisonnalité des consommations dans la tarification des charges de réseaux. Ils peuvent jouer plus généralement un rôle de catalyseur et d'incitateur. Le développement de nouvelles technologies (compteurs automatiques, appareil et systèmes intelligents, couplage des flux énergétiques avec les nouvelles technologies de l'information et de la communication) devrait avoir pour effet de diminuer les opportunités de pouvoir de marché, de lisser les besoins de pointe et donc de sécuriser davantage les réseaux. C'est l'amorce de la « révolution post-industrielle » mentionnée par la Commission qui passe par la mise en place de nouveaux systèmes énergétiques efficaces et compétitifs.

3.4.2. ETSO-Plus

Le renforcement des pouvoirs de l'ERGEG implique nécessairement un renforcement parallèle des pouvoirs de l'ETSO car la construction d'un marché unique implique une coopération renforcée, au niveau communautaire, entre régulateurs et opérateurs de réseaux. Ce double renforcement ne va pas sans poser de problème car il peut exacerber les rivalités entre les opérateurs de réseau et les régulateurs.

3.4.2.1. La qualification des *Transmission System Operators* (TSO)

Le rôle de l'ETSO est tout d'abord d'harmoniser les règles de fonctionnement des gestionnaires de réseau. Ces règles sont extrêmement nombreuses mais elles sont en principe contenues dans un code de conduite (*grid*

code) et à ce niveau des harmonisations sont nécessaires. Elles concernent les règles de conduite des réseaux, les règles de sécurité (qui présentent aujourd'hui de fortes disparités), les modalités de fixation des conditions d'accès et des tarifs. Cette harmonisation est de nature à renforcer la sécurité globale des approvisionnements – la sécurité à court terme – et à prévenir les pannes. Plus précisément les règles de l'UCTE doivent être précisées (par exemple, la règle du $n - 1$ pour la simulation d'une perte d'ouvrage) et harmonisées vers le haut. L'ETSO-Plus devrait les rendre contraignantes. L'ETSO pratique d'ores et déjà un *benchmarking* systématique entre les TSO. On pourrait proposer une certification européenne d' « TSO-Plus » qui couvrirait non seulement les règles techniques de fonctionnement mais aussi le degré d'indépendance de chaque opérateur de réseau.

3.4.2.2. La coordination des TSO : un *dispatching* européen

Les pannes européennes récentes et la probabilité de nouvelles pannes reflètent l'insuffisante coordination des réseaux et l'insuffisance de la circulation de l'information en temps réel. La possibilité de mettre en place un centre de dispatching européen doit être examinée au plus vite. En effet, l'équilibrage des réseaux (*balancing*) n'est plus un problème national mais un problème européen pour l'ensemble du système synchrone interconnecté. Conformément à l'orientation générale d'une politique européenne de l'énergie, l'organisation des marchés d'équilibre (même s'ils pèsent assez peu par rapport à la consommation globale, soit moins de 1 %) doit accorder autant d'importance à l'équilibre du côté de l'offre (offre additionnelle) que du côté de la demande (interruptibilité). Cette optique vise à encourager l'existence d'un marché plus réactif du côté de la demande. Par ailleurs l'émergence d'un marché transfrontalier de l'équilibre serait de nature à réduire la concentration constatée sur les marchés nationaux.

Un centre européen de dispatching serait de nature à accélérer la coordination et la circulation de l'information en temps réel. Il serait en mesure d'établir un inventaire exhaustif des risques de rupture des approvisionnements et une liste correspondante des mesures à prendre. Les risques couvriraient les risques techniques et les risques dus aux aléas climatiques. À ce pilotage des risques devrait être associé un cahier des charges des responsabilités. Ce dispatching central devrait être équipé pour gérer les crises. Il constituerait une étape importante vers la création d'un réseau unifié de transport européen qui aboutirait quasi automatiquement à la séparation patrimoniale (*ownership unbundling*) qui serait ainsi un point d'aboutissement logique plutôt qu'une condition préalable.

3.4.2.3. Les relations entre les TSO et les bourses d'échange

Il existe une relation évidente mais extraordinairement complexe entre les TSO, les marchés de gros de l'électricité et les régulateurs. Les TSO sont les seuls opérateurs qui concentrent entre leurs mains la quasi-totalité de l'information physique, commerciale et financière sur les échanges d'élec-

tricité et la fiabilité de l'équilibre instantané[15]. Ils repèrent les congestions et, dans bien des cas, ils en connaissent l'origine. Ils devraient ainsi avoir une responsabilité majeure, non seulement dans l'équilibre physique du système mais dans le fonctionnement concurrentiel du marché. Aux États-Unis, il existe déjà des relations de coopération entre des gestionnaires de réseau et des marchés (cas de PJM). En Europe, les gestionnaires de réseau sont, la plupart du temps, actionnaires des bourses de l'électricité. Le sujet doit être évoqué mais il paraît quelque peu prématuré de l'approfondir. Ce qui est prioritaire, pour le moment, c'est la transparence et la coordination. Ces principes doivent également s'appliquer aux bourses existantes avec notamment une harmonisation des procédures et des règles, une unification des périodes temporelles de transaction, voire une homogénéisation des produits. Ce sont des étapes qui préludent probablement à l'émergence d'un marché unique, au moins sur la plaque continentale. De ce point de vue, le *market coupling* entre la France, la Belgique et les Pays-Bas, réalisé en novembre 2006 est un bel exemple de coordination entre tous les acteurs de ces trois pays (TSO, bourses, régulateurs)[16].

3.5. Assurer les investissements nécessaires pour la production et de transport

La question des investissements du futur est clairement une préoccupation majeure dans tous les pays qui ont libéralisé leur industrie électrique. C'est un point qui est souligné de façon récurrente (Cavicchi, 2007). Dans les systèmes monopolistes planifiés, les investissements de production et de transport faisaient l'objet de prévisions précises et les décisions étaient relativement faciles dans la mesure où les tarifs et la croissance des consommations permettaient de récupérer quasi automatiquement les dépenses engagées, même si celles-ci avaient été surestimées par rapport aux besoins. Les risques liés aux investissements étaient en fin de compte couverts par les consommateurs. Avec la libéralisation, souvent accompagnée de privatisation ou d'ouverture du capital, les risques des investissements sont transférés à l'entreprise (producteur ou transporteur) qui doit faire une analyse précise des risques pour apprécier son espérance de rentabilité. Par ailleurs, le non-investissement peut avoir pour effet de créer de la rareté et

(15) Il existe toutefois des cas (au Royaume-Uni et aux États-Unis) où les fonctions physiques et les fonctions commerciales sont confiées à deux opérateurs différents.

(16) *Market coupling* : le couplage de plusieurs marchés signifie le traitement commun de leurs courbes d'offre et de demande selon leur pertinence économique, c'est-à-dire l'appariement des ordres d'achat les plus hauts avec les ordres de vente les plus bas, indépendamment du marché où ils ont été placés, mais en tenant compte des capacités d'interconnexion. Le *market coupling* a été lancé le 21 novembre 2006 aux frontières France-Belgique et Belgique-Pays-Bas. Il fait intervenir Belpex, la Bourse belge de l'électricité (créée le 7 juillet 2005), APX, la Bourse néerlandaise d'énergie et Powernext la Bourse française d'énergie. APX, Belpex, et Powernext – restent indépendantes. Le couplage est assuré par un module commun, auquel les places de marché communiquent leurs courbes d'import-export, tandis que les GRT (Elia, RTE et Tennet) transmettent les capacités d'interconnexion disponibles.

donc d'entraîner des augmentations de prix et par conséquent des revenus et des marges des opérateurs. À l'inverse, un surinvestissement peut déprimer durablement les prix.

Il existe une relation complexe de correspondance entre les investissements de production et les investissements de transport/distribution mais les deux catégories obéissent cependant à des logiques économique et institutionnelle différentes. La production pose les problèmes de pointe et de disponibilité, les investissements de transport posent les problèmes de capacités disponibles et de congestions.

3.5.1. Les investissements de production

La libéralisation des marchés de l'électricité en Europe s'est accompagnée d'une diminution de la marge de capacité. Cap Gemini (2006) note que malgré une augmentation des investissements, l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité s'est détérioré et la marge de capacité de production a diminué, passant de 5,8 % en 2004 à 4,8 % en 2005. Par ailleurs, les aléas climatiques ont tendance à se multiplier, pesant sur les taux de disponibilité des capacités installées : hydraulique, éolien mais aussi thermique classique et nucléaire, notamment en période de canicule. À ces phénomènes naturels (sécheresse, canicule, tempêtes, conditions climatiques extrêmes et inattendues) s'ajoutent des mesures réglementaires de protection de l'environnement : restriction à l'utilisation des barrages, limitation des rejets dans l'environnement. Le problème de l'adéquation entre la puissance installée et la demande (demande de base et demande de pointe) est d'autant plus complexe que l'espace pertinent n'est plus tout à fait l'espace national mais pas encore tout à fait l'espace européen. Faut-il considérer que la contribution du nucléaire français est de 80 % pour le marché français de l'électricité ou de 20 % pour le marché européen de l'électricité ?

Ce que nous avons montré plus haut tend à confirmer que nous sommes en train de construire un marché européen de l'électricité et que les propositions d'harmonisation, de coordination, de *dispatching* central cimentent progressivement ce marché. La problématique des investissements devient une problématique européenne. La sécurité des approvisionnements en électricité à court moyen et long termes dépend fondamentalement des investissements qui seront – ou ne seront pas – faits. Les décisions d'investissements dépendent en partie des signaux de prix qui sont envoyés par les marchés mais ces signaux ne sont peut-être pas suffisants pour que se construisent à la fois la base et la pointe. En outre, les orientations européennes impliquent que l'on développe la part des renouvelables dans la production d'électricité.

La question des investissements de production dans les marchés de l'électricité libéralisés est l'une des questions les plus discutées par les chercheurs qui travaillent sur l'économie de l'électricité. Le dilemme posé par la plupart des auteurs est le suivant : ou bien on laisse faire les marchés et

l'on risque alors d'enclencher un mouvement cyclique de prix très élevés et de prix très bas (*boom and bust cycle*) ou bien on intervient, mais il n'existe aucun consensus sur les modes d'intervention. Ce qui paraît assez consensuel, c'est que les marchés de l'électricité, quelle que soit leur architecture (*market design*), ne paraissent pas en mesure, à eux seuls, de garantir la sécurité des approvisionnements, surtout pour le court et moyen termes. Ceci est d'autant plus préoccupant que l'idée selon laquelle le coût social de la sous-capacité (valeur de la défaillance) est beaucoup plus élevé que le coût de la surcapacité paraît confirmée[17].

Le risque de sous-investissement se pose particulièrement pour les unités de pointe et d'extrême pointe puisque leur rentabilité est obérée par leur durée de fonctionnement qui peut être très courte. Ce phénomène est lié à ce qu'on appelle la « *missing money »,* expliquée par des niveaux de prix qui ne permettent pas de garantir la rentabilité de l'investissement de pointe (Joskow, 2006). La rentabilité espérée des moyens de pointe dépend donc d'un niveau élevé de prix, par essence aléatoire, sur une courte durée, elle-même aléatoire.

L'existence d'une capacité disponible en pointe conditionne la fiabilité globale du système. Analysant ce problème en détail dans un article récent, Dominique Finon et Virginie Pignon rappellent qu'il existe trois mécanismes pour répondre à ce problème :

- les commandes publiques de réserves stratégiques ;
- les paiements de capacité ;
- l'obligation de capacité avec marchés secondaires.

Les auteurs montrent les limites théoriques et les difficultés de mise en œuvre pour chacun de ces mécanismes (tableau 2) et ils recommandent une procédure d'attribution centralisée par enchères de contrats de long terme (ou d'option de fiabilité).

Les mécanismes centralisés de contrats de capacité que proposent les auteurs reposent sur une délégation faite aux ISO d'imposer aux producteurs des obligations de capacité. Les contrats portant obligation de capacité seraient attribués par enchères (par l'ISO) à hauteur de la capacité totale recherchée pour l'extrême pointe. Ce dispositif combine un double pilotage par les quantités (capacité souhaitée ou puissance disponible) et les prix (qui se dégagent des enchères).

Ce système évite les inconvénients des autres systèmes comme le montre le tableau 2. Il paraît compatible avec les mesures d'harmonisation et de coordination que nous avons développées plus haut. Le fait d'être administré à un niveau régional (les ISO) ne paraît pas gênant, à condition que cela se fasse sous le contrôle des régulateurs nationaux, d'une façon transpa-

(17) Next Generation Infrastructure Foundation, 2006. Des exemples quantifiés sont présentés dans cette étude.

2. Comparaison des instruments de capacité

	Commande publique de réserves stratégiques	Prix de capacité (dont variante de prix flexible)	Obligation et marché de capacité	Enchères centralisées de contrat de capacité/d'option de fiabilité
	France, Portugal Suède, Norvège, Royaume-Uni	Espagne, Italie Argentine, Chili, Colombie, Pérou	Marchés régionaux américains : PJM, NY, New England	Propositions
Capacité de pilotage vers le niveau de sécurité visé	+	–	0	+
Sécurisation de l'investissement en unité de pointe	+	0	0	+
Cohérence avec le marché de l'énergie	–	–/(+)	–	+
Robustesse aux comportements stratégiques		0/(–)	+	0
Atténuation du pouvoir de marché sur marché énergie	0	0	0	++
Compatibilité avec marché décentralisé	oui	non	oui	oui si adaptation

Source : Finon et Pignon (2006).

rente et en coordination avec la dynamique institutionnelle ERGEG-Plus et ETSO-Plus. Cette coordination pose de redoutables problèmes ; elle ne s'imposera véritablement que si les menaces d'interruption se multiplient.

Plus largement, il paraît indispensable que soient établis, au niveau national et au niveau communautaire des bilans prévisionnels de l'équilibre offre/demande, bilans qui fournissent un outil indispensable pour une coordination efficace. Une programmation pluriannuelle des investissements, calquée sur le modèle français, pourrait aider à la mise en place des instruments proposés. Une telle proposition a été présentée plusieurs fois à la Commission par le gouvernement français. Le problème des investissements de production se complique aujourd'hui par les objectifs quantitatifs décidés en mars 2007 pour que la contribution des énergies renouvelables soit portée à 20 % dans la consommation globale d'énergie d'ici 2020. Cette obligation a une forte incidence sur la structure du parc de production d'électricité à l'horizon 2020 et implique nécessairement un renforcement de la coordination européenne sur ce point précis. Va-t-on vers un système de quotas de type émissions de CO_2, avec un marché annexe de production d'énergie renouvelable ? C'est une solution qu'il convient d'explorer.

3.5.2. Les investissements de transport

La plupart des pannes recensées ces dernières années trouvent leur origine dans des problèmes de transport (ruptures de lignes, capacités de transport insuffisantes). La densification de l'interconnexion électrique européenne paraît une nécessité pour optimiser le fonctionnement du parc de production européen, (y compris l'amélioration des taux de marche du nucléaire), renforcer la liquidité des marchés, réduire les effets négatifs attribués à la concentration et à l'exercice du pouvoir de marché.

Depuis plusieurs années la Commission insiste sur l'insuffisance des capacités d'interconnexions qui limite les échanges. Un programme d'interconnexions prioritaires a été défini (pour l'électricité et aussi pour le gaz naturel) mais, en matière d'électricité, le programme prend du retard, un retard qui s'explique en partie par la longueur et la complexité des procédures d'autorisation.

Les investissements de transport peuvent être accélérés de plusieurs façons : par le renforcement du pouvoir des régulateurs sur les gestionnaires de réseau, par la désignation d'un coordonnateur pour chaque projet, par un renforcement de la coopération intergouvernementale sur ces mêmes projets, par le recours systématique à des solutions techniques qui peuvent réduire les oppositions de type environnementales : enfouissements des lignes ou liaisons sous-marines. Certes, il y a un surcoût pour l'investisseur mais le gain collectif paraît important. Cette question reflète bien une contradiction majeure : chaque gestionnaire de réseau n'est pas automatiquement motivé pour un investissement qui peut profiter à d'autres et qui tend à réduire la valeur des congestions. Cet argument milite très fortement pour une coopération renforcée entre régulateurs.

4. Prix et marchés du gaz naturel en France et en Europe

4.1. Les spécificités du gaz par rapport à l'électricité

Le gaz naturel est une énergie qui représente 24 % environ du bilan énergétique primaire à l'échelle mondiale, 24 % également du bilan de l'Union européenne des 27 mais seulement 15 % du bilan énergétique primaire de la France. La France a peu de réserves de gaz (Lacq seulement) et pour beaucoup d'usages thermiques, le gaz se heurte à la concurrence de l'électricité, compétitive grâce au nucléaire. Dans beaucoup de pays européens, c'est la production d'électricité à partir de gaz naturel qui constitue le principal débouché du gaz, ce qui n'est pas le cas en France où seules les turbines utilisées pour la pointe fonctionnent au gaz naturel. Plusieurs projets d'implantations de centrales à gaz à cycles combinés sont à l'étude à Dunkerque, à Fos-sur-Mer ou dans la région de Montoir-de-Bretagne.

Le gaz naturel se stocke, ce qui n'est pas le cas de l'électricité, et la France dispose d'un potentiel élevé de stockages souterrains (14 stockages dont 2 appartenant à Total et 12 à Gaz de France) lui permettant de faire face à la défaillance d'un fournisseur étranger pendant près d'un an. Le gaz naturel, en revanche, n'a pas d'usages captifs contrairement à l'électricité. Cela signifie que le gaz doit être compétitif avec le moins coûteux de ses substituts, dans l'industrie comme dans le secteur domestique et tertiaire. Dans le secteur industriel, le principal concurrent du gaz est le charbon importé ou le fuel lourd ; dans le secteur domestique, c'est principalement l'électricité. Le gaz est moins polluant que les autres énergies fossiles, le charbon ou le pétrole, et cela constitue un avantage déterminant dans un contexte où les préoccupations environnementales deviennent prioritaires. Mais le « charbon propre » pourrait devenir un concurrent redoutable pour le gaz si les technologies permettant de réduire les émissions de CO_2 et de capter le carbone devenaient rentables. Rappelons qu'un kWh « charbon » comprend 900 grammes de CO_2 contre 410 grammes pour un kWh « gaz naturel » et 710 grammes pour un kWh « fuel ».

Les réserves prouvées de gaz naturel sont équivalentes à celles du pétrole mais comme la production mondiale est sensiblement plus faible que celle de brut, le ratio Réserves/Production est de l'ordre de 65 ans pour le gaz contre 44 ans pour le pétrole. Le gaz est coûteux à transporter, tout comme l'électricité et beaucoup plus que le pétrole. On le transporte soit par gazoducs soit sous forme liquéfiée. Refroidi à – 160 °C, le gaz naturel se liquéfie et il peut alors être transporté par méthaniers (GNL). Environ 23 % de la production mondiale de gaz naturel donne lieu à commerce international et sur ces 23 % l'essentiel (80 % environ) est transporté par gazoducs, le reste (20 %) étant transporté sous forme de GNL. La liquéfaction de gaz naturel est une opération très coûteuse.

Les principales réserves de gaz naturel se situent en Russie (de 25 à 30 % selon les estimations), en Iran (15 %) et au Qatar (15 %). Les principaux producteurs de gaz naturel sont la Russie (23 % de la production mon-

diale), les États-Unis (21 %), le Canada (7 %), le Royaume-Uni (4 %), l'Algérie (4 %), les Pays-Bas (3 %) et l'Indonésie (3 %). Les principaux exportateurs de gaz naturel sont la Russie (22 % des échanges internationaux), le Canada (12 %), la Norvège (11 %), l'Algérie (10 %), les Pays-Bas (7 %), l'Indonésie (6 %). Les principaux importateurs de gaz sont les États-Unis (17 %), l'Allemagne (13 %), le Japon (12 %), l'Ukraine (10 %), l'Italie (8 %), la France (7 %).

L'Europe dépend fortement des importations d'hydrocarbures. Cette dépendance s'est accrue au cours des dix dernières années et elle devrait s'accroître encore d'ici 2030. Le taux de dépendance énergétique de l'Union européenne était de 56 % en 2005 et il devrait dépasser 65 % en 2030. La dépendance à l'égard des importations de gaz passera de 57 % actuellement à 84 % en 2030, celle du pétrole de 82 à 93 %. À noter que 60 % du gaz consommé dans l'Union européenne traverse au moins une frontière contre moins de 10 % pour l'électricité. L'électricité est d'abord consommée là où elle est produite alors que certains pays importent 100 % du gaz qu'ils consomment. Les principaux producteurs européens de gaz naturel sont le Royaume-Uni, les Pays-Bas, l'Italie et le Danemark. Les importations de gaz proviennent pour l'essentiel de trois sources : la Russie (entre 40 et 50 % des importations de gaz de l'Union), la Norvège (21 %) et l'Algérie (11 %). Mais du gaz est également importé de Libye, du Nigeria, d'Égypte et du reste du Proche-Orient. La sécurité des approvisionnements est l'une des préoccupations prioritaires de la Commission européenne, au même titre que la compétitivité et la durabilité. Cette sécurité d'approvisionnement passe par le maintien de contrats d'importation à long terme tandis que la compétitivité requiert la mise en œuvre d'un marché unique de l'énergie de nature à favoriser la concurrence, ce qui va parfois à l'encontre du maintien de tels contrats comme le rappelle une récente communication de la Commission européenne en date du 10 janvier 2007 (SEC 1724). Rappelons que la France importe 95 % du gaz qu'elle consomme et ses approvisionnements sont bien diversifiés : 35 % en provenance de Mer du Nord (Norvège), 22 % en provenance de Russie, 21 % des Pays-Bas, 16 % d'Algérie et le solde en provenance d'Égypte, du Proche-Orient ou d'Afrique. À noter que 81 % environ du gaz importé en France l'est via des contrats à long terme dont certains viennent d'ailleurs d'être prorogés (avec la Russie comme avec l'Algérie). Environ 27 % du gaz importé en France l'est sous forme de GNL (en provenance d'Algérie, d'Égypte ou du Nigeria) et ce gaz liquide arrive à Fos-sur-Mer et Montoir-de-Bretagne.

4.2. La sécurité des approvisionnements : le débat sur le maintien de contrats à long terme

Aux yeux de Bruxelles, les contrats à long terme (20 à 25 ans) constituent aujourd'hui des barrières à l'entrée susceptibles d'entraver la concurrence. Les contrats à long terme sont apparus dans les années soixante lorsqu'il a fallu construire des gazoducs transnationaux coûteux pour importer

du gaz de Russie ou des usines de liquéfaction et regazéification pour importer le gaz algérien. L'intérêt du vendeur comme de l'acheteur était alors de signer des contrats sur 20 ou 25 ans pour rentabiliser de tels investissements. Ces contrats comportaient des clauses de destination qui ont progressivement été abolies car considérées comme discriminatoires. La fixation des prix se faisait selon la règle du « *net-back* » ce qui revenait à facturer un prix légèrement plus faible aux pays les plus éloignés des lieux d'exportation, ceci pour compenser le surcoût lié au transport. En contrepartie, l'importateur s'engageait à ne pas faire de « cabotage » c'est-à-dire à ne pas vendre son gaz en cours de route afin de ne pas faire de concurrence déloyale aux fournisseurs qui localement avaient acheté ce gaz à un prix supérieur. Ces clauses ont disparu mais les clauses « *take or pay* », qui obligent l'importateur à payer le gaz prévu au contrat que l'enlèvement ait lieu ou non, subsistent. Avant la crise du gaz qui en 2006 a opposé la Russie à l'Ukraine, la Commission européenne était plutôt hostile au maintien des contrats à long terme ; depuis elle a nuancé sa position et reconnaît que la sécurité des approvisionnements justifie, en partie du moins, le maintien de tels contrats.

Nous recensons ici les arguments « pour et contre » le maintien de tels contrats, ainsi que les arguments « pour et contre » les clauses d'indexation des prix du gaz sur ceux des produits pétroliers.

4.2.1. Pour et contre les contrats à long terme ?

Plusieurs arguments sont généralement avancés pour contester le maintien de contrats d'approvisionnement à long terme. Ces contrats constituent des « barrières à l'entrée » pour les nouveaux opérateurs car cela compromet le développement de marchés « *spot* » sur lesquels ils pourraient plus facilement s'approvisionner. L'assouplissement de certaines clauses contractuelles, comme la clause « *take or pay* », constitue, paradoxalement, un obstacle à la concurrence. Plus de flexibilité dans le volume à enlever incite les acheteurs à conserver de tels contrats au lieu de s'approvisionner sur le *spot*. L'apparition de nouveaux exportateurs de gaz (l'Égypte, le Qatar, le Nigeria et demain l'Iran) doit favoriser la concurrence entre offreurs et rend moins nécessaire le maintien de relations bilatérales rigides. Le développement du GNL est en outre un facteur favorable à la concurrence puisque l'exportateur comme l'importateur peut choisir plus facilement son lieu de destination ou d'approvisionnement. Un méthanier se détourne alors qu'un gazoduc maintient des contraintes fortes. Le développement du maillage des réseaux internationaux de gazoducs atténue toutefois cette rigidité puisqu'une cargaison de gaz peut alors emprunter plusieurs voies pour parvenir à destination. Le développement de nouvelles routes du gaz (gazoducs « Baltique », « Nabucco », « Galsi », « Medgaz ») et la construction de nouveaux terminaux de GNL un peu partout en Europe vont accroître la concurrence et rendent donc moins nécessaires les contrats à long terme. À cela s'ajoute le fait que de tels contrats empêchent le vendeur

comme l'acheteur de profiter de bonnes opportunités sur les marchés « *spot* ». On reproche au marché « *spot* » sa forte volatilité puisque les prix à court terme sont très sensibles aux aléas de la conjoncture, contrairement aux contrats à long terme qui prévoient des prix indexés sur les produits pétroliers mais avec un « lissage » qui permet d'atténuer les fluctuations de court terme. À cela Bruxelles répond que le recours aux produits financiers dérivés (*forwards*, *futures* et *options*) permet d'atténuer cet inconvénient et de se couvrir contre la volatilité, pour l'acheteur comme pour le vendeur d'ailleurs. On peut également distinguer la volatilité à court terme de la volatilité à long terme ; à court terme les substitutions sont limitées et la volatilité est plus forte qu'à long terme où des substitutions entre contrats d'approvisionnement voire entre formes d'énergie sont possibles.

On notera que certains contrats à long terme ont été signés pour des durées plus courtes que les durées habituelles (10 à 15 ans contre 20 à 25 ans, ce que montre une récente étude de von Hirschhausen, 2005). Cela peut s'expliquer par le fait que les nouveaux « entrants » sur le marché international du gaz naturel préfèrent s'engager pour une durée contractuelle plus courte. Les opérateurs historiques viennent de renouveler des contrats qui les engagent pour 20 ans ou plus ; c'est le cas de Gaz de France qui vient de signer un nouveau contrat pour 30 ans avec Gazprom.

En faveur du maintien de contrats à long terme, plusieurs arguments peuvent également être avancés. Pour le vendeur qui engage des sommes considérables dans l'exploration-production et dans la construction de gazoducs ou d'usines de liquéfaction du gaz, signer un contrat à long terme c'est assurer la rentabilité de l'opération puisque ce contrat garantit un volume constant de ventes pendant plusieurs années. Certes le vendeur prend le risque « prix » car si le volume est connu *ex ante*, le prix ne l'est pas dans la mesure où le prix du gaz est indexé sur celui du brut ou des produits pétroliers. Le vendeur connaît le volume à livrer mais il ne connaît pas les recettes. Dans un contexte où les prix du pétrole sont élevés et où les anticipations de prix sont plutôt à la hausse, ce système reste néanmoins très profitable pour lui. L'acheteur quant à lui prend le risque « volume » puisqu'il lui faudra vendre en aval la quantité contractuelle achetée en amont et il n'est pas certain de trouver des débouchés sur longue période. En revanche, il ne supporte pas de risque « prix » puisque l'indexation du prix du gaz sur celui du pétrole garantit que le gaz restera compétitif avec ses principaux substituts. Le principal avantage des contrats à long terme pour l'acheteur demeure toutefois celui de la sécurité des approvisionnements. Pour un pays comme la France qui importe la quasi-totalité du gaz consommé, c'est un point important. L'acheteur doit en outre diversifier les sources d'approvisionnements pour réduire les risques de rupture. Il peut aussi arbitrer entre contrats à long terme et achats sur le marché « *spot* » pour bénéficier d'une certaine flexibilité. Il est difficile de dire quelle est *a priori* la structure optimale du portefeuille d'approvisionnement d'un opérateur comme Gaz de France car cela dépend des risques que l'on affecte à chaque

source d'approvisionnement. On peut néanmoins considérer que la structure suivante serait raisonnable : 15 % des approvisionnements contrôlés via une présence directe dans l'amont pétrolier (c'est d'ailleurs l'objectif affiché de Gaz de France qui, en partenariat avec Total et Statoil, investit dans des champs gaziers en Mer du Nord ou au Proche-Orient), 15 % d'approvisionnement sur le marché « *spot* » et le solde, soit 70 %, via des contrats à long terme signés avec plusieurs fournisseurs étrangers (Gazprom, Sonatrach, Statoil et autres). À noter que le maintien de contrats à long terme n'est pas incompatible avec l'entrée de nouveaux opérateurs dès lors que le régulateur impose le mécanisme du « *gas release* ». Le régulateur français a par exemple imposé à Gaz de France de mettre à disposition du marché une partie du gaz importé en France (15 % du gaz alimentant le Sud de la France) afin de permettre à ses concurrents d'acquérir aux enchères ce gaz pour alimenter des clients et permettre ainsi l'ouverture du marché à la concurrence. Ce mécanisme de rétrocession a également été utilisé par la Commission de Bruxelles lors de diverses fusions-acquisitions, à titre de « mesures compensatoires ».

4.2.2. Pour et contre l'indexation dans les contrats à long terme ?

Les partisans de l'indexation des prix du gaz sur le prix du brut et/ou le prix de produits pétroliers (fuel lourd, fuel-oil domestique) font observer que cette indexation a d'abord une origine historique. Dans les années soixante et au début des années soixante-dix, le fuel était le combustible le plus utilisé dans l'industrie comme dans le secteur domestique et tertiaire. C'était aussi le principal combustible des centrales électriques. Le fait que les exportateurs de gaz étaient également exportateurs de pétrole a également joué un rôle, d'autant que le gaz exporté était pour partie du gaz associé au pétrole. Les exportateurs de gaz n'avaient donc pas intérêt à encourager la concurrence entre les deux énergies et lier les deux prix paraissait logique. Les importateurs de gaz ne supportaient pas de « risque-prix » car en cas de chute du prix du pétrole, cela se répercutait sur le prix du gaz et celui-ci conservait donc sa compétitivité. N'oublions pas que ces importateurs supportaient le « risque-volume » puisqu'ils s'engageaient à acheter et payer un volume donné de gaz. Certes, l'indexation n'était ni totale ni instantanée. Les formules d'indexation prévoient en général un décalage temporel d'un ou plusieurs trimestres et certains mécanismes de lissage font que l'indexation du prix du gaz sur celui du pétrole n'est pas totale. Cela peut d'ailleurs avoir des inconvénients en cas de retournement rapide de la conjoncture pétrolière : le prix du gaz se met à augmenter alors que celui du pétrole s'est déjà remis à baisser.

L'indexation a également une autre vertu : elle met les acheteurs de gaz à l'abri d'augmentations arbitraires du prix du gaz par les pays producteurs. La création d'une « OPEP du gaz » (idée suggérée à certains moments par la Russie et l'Algérie) dans un contexte où le marché du pétrole resterait concurrentiel serait sans grands effets si le prix du gaz restait indexé sur

celui du brut. Ce ne serait pas le cas sur un marché « *spot* » du gaz. L'indexation des prix du gaz sur ceux des produits pétroliers présente aussi des avantages pour les exportateurs. Cela leur assure des recettes corrélées avec le prix directeur de l'énergie. Certains font observer qu'en l'absence d'indexation, la volatilité des prix du gaz est plus forte, le gaz étant tantôt corrélé avec le prix du pétrole tantôt avec celui du charbon, plus bas. Aux États-Unis où le mécanisme d'indexation n'existe pas parce que le marché du gaz est beaucoup plus liquide et concurrentiel que le marché européen, la volatilité des prix du gaz est beaucoup plus forte qu'en Europe, ce qui ne constitue pas nécessairement un avantage. Notons également que les deux énergies (gaz et pétrole) sont des substituts et qu'une certaine corrélation existe logiquement entre les deux prix.

Pour les opposants à l'indexation, ce mécanisme favorise le renchérissement des deux énergies et empêche le développement d'un marché libre du gaz. C'est par exemple la thèse développée par le *Bundeskartellamt* et reprise en partie par la Commission européenne. Cette thèse repose sur trois arguments :

- la pénurie prochaine de pétrole accroît le prix du pétrole et par ricochet celui du gaz alors que le ratio réserves/production est nettement supérieur pour le gaz ; l'épuisement des réserves de gaz se fait à un rythme plus lent que celui du brut et il n'y a aucune raison de lier le prix du gaz à l'épuisement du brut ;
- le prix du pétrole est très sensible aux aléas géopolitiques et à la tension internationale ; du coup, il est plus volatil que le serait le prix du gaz. Cette thèse est discutable si l'on songe à la « guerre du gaz » qui a opposé la Russie à l'Ukraine ou à la Biélorussie et il n'est pas certain que la volatilité du prix du gaz serait moindre que celle du pétrole sur un marché totalement libre… ;
- les raisons historiques qui ont justifié l'indexation n'existent plus car le fuel n'est plus l'énergie dominante. L'indexation devrait donc se faire sur d'autres énergies (le charbon ?) ou du moins sur un « panier » d'énergies plus représentatif de la structure actuelle de la demande.

Mais l'argument principal mis en avant par les opposants à l'indexation demeure le fait que l'indexation empêche le prix du gaz d'être fixé par les fondamentaux du marché du gaz. C'est la conjoncture gazière qui doit déterminer le niveau du prix du gaz et non la conjoncture pétrolière, même si des arbitrages existent entre les deux énergies. On peut dès lors concevoir que des contrats à long terme soient signés mais en prévoyant des clauses d'indexation sur les prix « *spot* » du gaz. Cela suppose que le marché « *spot* » soit suffisamment liquide pour que le prix *spot* du gaz soit représentatif de la tension qui existe à un moment donné entre l'offre et la demande de gaz. Au Royaume-Uni par exemple, les contrats à long terme prévoient une indexation sur le prix *spot* du gaz pour 40 % au moins, le reste de l'indexation se faisant sur le prix du fuel lourd, celui du fuel domestique, celui de

l'électricité ou celui du charbon. En Europe continentale où le marché *spot* du gaz est très étroit, l'indexation sur les prix *spot* du gaz ne dépasse pas 5 % dans les contrats à long terme qui l'intègrent, ce qui n'est d'ailleurs pas le cas partout. À noter toutefois que la forte substituabilité du pétrole et du gaz naturel au niveau de la plupart des usages laisse subsister une forte corrélation entre l'évolution du prix du pétrole et celle du prix du gaz.

Au terme de ce débat nous pensons que le maintien de contrats à long terme est une bonne chose pour la sécurité des approvisionnements et que le maintien de clauses d'indexation est lui aussi un élément favorable dans un contexte où le gaz conserve de nombreux substituts au niveau des produits pétroliers. Une plus grande souplesse des clauses d'enlèvement est toutefois souhaitable et dès que les marchés « *spot* » du gaz seront devenus plus liquides sur le continent européen une indexation des prix des contrats sur les prix « *spot* » du gaz sera envisageable et bénéfique pour tous.

3. La compétitivité du prix du gaz : vers plus de concurrence ?

Le gaz naturel, comme l'électricité, est une industrie de réseau qui doit être ouverte à la concurrence conformément aux directives européennes déjà adoptées (et transposées dans le droit national). La communication faite le 10 janvier 2007 par la Commission européenne dresse la liste de nombreux obstacles à l'ouverture et le processus de libéralisation est loin d'être achevé. La Direction générale de la concurrence à Bruxelles considère que les mêmes principes doivent s'appliquer aux deux énergies pour ce qui est de l'ouverture à la concurrence. La Direction générale de l'énergie a une position un peu plus nuancée : le gaz étant en majorité importé de pays qui n'appartiennent pas à l'Union Européenne, il faut tenir compte de cette contrainte et adapter les règles en conséquence. On peut considérer que la Commission européenne s'appuie sur les dix principes suivants pour promouvoir la constitution d'un marché unique de l'énergie au sein de l'Union :

- mettre fin aux monopoles qui ne sont pas « naturels » et combattre toutes les situations qui constituent un abus de position dominante. Cela n'exclut pas par principe des fusions-acquisitions entre sociétés afin de bénéficier d'économies d'échelle mais l'objectif est alors de constituer des « champions européens » et non pas des « champions nationaux ». Le recours au critère du HHI pour autoriser ou refuser les fusions est ici déterminant ;
- réguler les « monopoles naturels » c'est-à-dire les entreprises chargées de la gestion des infrastructures essentielles, telles que les réseaux de transport et distribution du gaz et de l'électricité. Une commission de régulation indépendante doit vérifier que la stratégie de contournement de telles infrastructures (*bypass*) serait collectivement coûteuse et qu'il s'agit donc bien de monopoles naturels ;
- permettre l'accès des tiers aux réseaux (ATR) via des péages fixés selon des normes objectives, transparentes et non discriminatoires ;

• sanctionner les stratégies de rétention de capacité ou de sous-investissement destinées à faire monter les prix. Il s'agit par exemple d'éviter la rétention de capacité sur le marché spot de l'électricité ou le sous-investissement dans les réseaux pour provoquer des congestions donnant lieu à des suppléments de recettes. Le régulateur doit donc vérifier que les investissements nécessaires seront bien réalisés et il pourra utiliser une rémunération incitative pour amener le gestionnaire de réseau à procéder aux investissements qui seront collectivement utiles pour promouvoir la concurrence ;

• en cas de congestions sur les réseaux, recourir au système des enchères et non plus à la règle du « premier arrivé, premier servi » qui favorise souvent l'opérateur historique au détriment des « entrants » ;

• imposer la règle « *use it or lose it* » lors de la réservation de capacités de transport et distribution par les divers opérateurs afin d'éviter des stratégies visant à empêcher des concurrents d'accéder au marché ;

• privilégier une tarification incitative de type « *price cap* » plutôt qu'une tarification de type « *cost-plus* » pour ce qui est de la fixation des péages d'accès aux réseaux. Cette tarification « *price cap* » doit inciter le gestionnaire de réseau (GRT) à réduire ses coûts. Cela est d'autant plus nécessaire que le régulateur est souvent en position d'infériorité par rapport à l'opérateur gestionnaire du réseau au niveau de la connaissance des coûts du réseau (logique dite de l'asymétrie d'information qui fait que le GRT n'est pas incité a priori à révéler les vrais coûts du réseau mais à les surestimer pour bénéficier d'une rémunération plus forte) ;

• sanctionner toutes les stratégies de collusion et d'ententes sur les prix entre opérateurs, qu'il s'agisse de collusion explicite ou de collusion tacite ;

• sanctionner les stratégies prédatrices qui consistent à fixer des prix de prédation donc inférieurs aux coûts pour inciter certains concurrents à sortir du marché (sachant que via des subventions croisées, l'opérateur qui fait du *dumping* sur certains segments de marché peut se rattraper sur d'autres segments, ce que ne peut pas toujours faire son concurrent) ;

• sanctionner les stratégies de forclusion qui consistent pour l'opérateur historique généralement gestionnaire du réseau de transport-distribution à essayer de pénaliser ses concurrents potentiels lors de l'accès aux réseaux. Cela prend la forme soit d'un refus d'accès soit d'un accès à un coût supérieur au coût normal. D'où la nécessité de bien dissocier les activités régulées (réseaux) des activités non régulées (la production, la commercialisation), ce qui se traduit par la volonté de Bruxelles d'imposer une séparation d'abord comptable puis juridique (aujourd'hui) et patrimoniale (demain) des activités régulées. En d'autres termes, le gestionnaire des réseaux de transport et distribution doit être une entreprise juridiquement distincte de l'opérateur historique. Il peut être une filiale, ce qui est généralement le cas aujourd'hui mais Bruxelles suite à sa communication du 10 janvier 2007 souhaite que demain le capital du GRT ne soit plus détenu majoritairement par l'opérateur historique. Cela pose d'ailleurs des problèmes différents dans le cas du gaz et dans celui de l'électricité comme nous le verrons plus loin.

4.3. La structure des prix du gaz naturel

Il importe de prendre en considération les divers niveaux de la chaîne gazière pour analyser la formation des prix du gaz naturel. La chaîne gazière comprend quatre segments principaux :

- le coût matière, c'est-à-dire le coût d'importation du gaz rendu à la frontière française (prix CIF du gaz rendu à Obergailbach, Taisnières, Dunkerque, Montoir-de-Bretagne ou Fos-sur-Mer) ;
- le coût de transport dans le réseau de GRT gaz (ou dans celui de TIGF) ;
- le coût de distribution dans le réseau de GRD gaz ;
- le coût de fourniture, y compris le coût de mise en modulation (coût de stockage).

La décomposition du prix payé par l'utilisateur final (hors TVA) est la suivante selon que l'on prend en considération un utilisateur domestique consommant 20 MWh de gaz par an ou un industriel consommant 25 GWh par an.

3. Structure des coûts du gaz pour l'utilisateur final

En %

	Consommateur résidentiel	Consommateur industriel
Coût matière (prix CIF France)	54	90
Coût de transport national	7	6
Coût de distribution	29	2
Coût de fourniture (y compris modulation)	10	2
Total	100	100

Source : Calculs des auteurs.

À noter que seules les activités 2 et 3 sont régulées en France et qu'en conséquence la CRE (Commission de régulation de l'énergie) n'exerce un contrôle direct que sur 12 à 40 % du prix final du gaz. Cela correspond aux péages d'accès aux réseaux de transport-distribution.

4.3.1. Le coût matière

À côté de ses réserves propres en constante progression mais qui pour l'instant ne représentent que 3 à 4 % de son approvisionnement, Gaz de France dispose d'un portefeuille de 8 grands fournisseurs de gaz : 81 % de son approvisionnement est constitué par des contrats à long terme et 15 à 16 % par des achats à court terme sur les marchés *spot*. De son côté, Total qui possède le gisement de Lacq et produit du gaz en Mer du Nord possède un approvisionnement largement sécurisé. Au sein des contrats à long terme, la Russie représente environ 21 % des achats, la Norvège 28 %, les Pays-Bas 19 % et l'Algérie 12 à 13 %. Ces chiffres peuvent varier à la marge

selon les années. Il existe un marché *spot* du gaz en France mais son rôle reste faible en comparaison du marché *spot* anglais (*National Balancing Point*). Les marchés de Zeebrugge en Belgique et le TTF aux Pays-Bas sont également plus importants que le marché français mais ils ne sont pas encore assez liquides pour donner des prix de marché significatifs.

Les échanges sur le marché de gros français se réalisent aux points d'échange de gaz (PEG), points virtuels au niveau de chaque zone tarifaire (il en existe 5 actuellement en France). À ces points se réalisent également les opérations d'équilibrage que doivent en permanence réaliser les responsables d'équilibre. À noter que depuis 2006, l'Angleterre est importatrice de gaz, ce qui crée des tensions sur le marché européen et du coup le prix *spot* observé à Zeebrugge est souvent supérieur au prix moyen des contrats à long terme. Rappelons que les clauses des contrats à long terme restent confidentielles et que les prix indiqués ici sont des estimations. Sur les PEG, la fin de l'année 2006 a été marquée par une augmentation significative du nombre de transactions et des volumes échangés (plus de 2 000 transactions pour 8,2 TWh échangés ; la consommation totale des sites éligibles en France est de 375 TWh et la consommation totale de gaz consommé par les éligibles et non éligibles de 463 TWh). Sur les 375 TWh de consommation annuelle éligible, 194 TWh ont été achetés aux prix de marché à Gaz de France et à ses concurrents, ce qui représente près de 52 %. La part de marché des fournisseurs alternatifs par rapport à la consommation éligible est estimée à 11 ou 12 %, ce qui représente moins de 6 % des sites éligibles.

Rappelons qu'il n'est pas toujours possible de connaître la provenance exacte du gaz importé, une partie du gaz étant achetée sur le marché *spot* international (cela représente 15 à 16 %). Le GNL représente 27 % des importations de gaz en France, le reste étant importé par gazoducs. Il existe actuellement plus de soixante fournisseurs de gaz autorisés en France ce qui rend la connaissance des flux d'importation parfois difficile.

En termes de sécurité des approvisionnements, on peut considérer que la situation de la France est bonne : les importations sont diversifiées et Gaz de France vient de prolonger jusqu'à 2030 des contrats d'achat avec Gazprom comme avec Sonatrach. Le développement de la part du GNL est également un facteur favorable car cela améliore la flexibilité de l'offre. Plusieurs projets de terminaux méthaniers existent (à Dunkerque, au Havre, à Montoir, au Verdon mais aussi à Fos 3), souvent à l'initiative de concurrents de GDF et cela devrait permettre d'accroître la sécurité des fournitures puisqu'il sera possible alors de diversifier les lieux d'approvisionnement.

En matière de prix, plusieurs tendances se dessinent : avec le développement de la part du GNL à l'échelle mondiale, des arbitrages seront davantage possibles entre zones de consommation et on peut s'attendre à une certaine convergence des prix du gaz à l'échelle internationale alors que, encore aujourd'hui, il existe trois compartiments (le marché nord-améri-

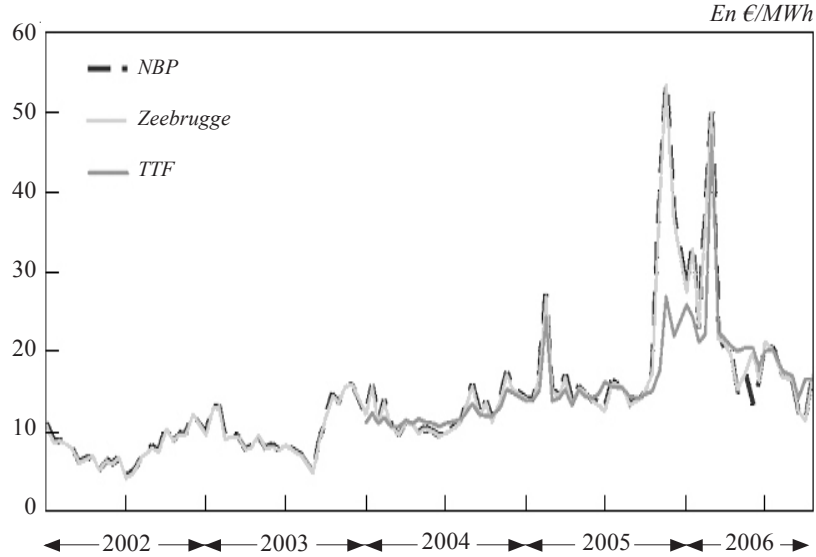
cain, le marché européen et le marché asiatique). Cela ne présente pas que des avantages car on peut concevoir qu'à un certain moment le prix du gaz en Europe soit dépendant du prix *spot* observé au Henry Hub en Louisiane, lequel est très volatil du fait de la situation du marché américain. Dans l'ensemble, il faut donc s'attendre à ce que les prix du gaz deviennent plus volatils, les contrats à long terme plus « souples » (des clauses *Take or Pay* plus flexibles) mais le prix du gaz ne deviendra pas le prix directeur de l'énergie. Il restera soit indexé soit au minimum corrélé avec les prix du pétrole et des produits pétroliers.

La dualité du marché européen, avec des prix « *spot* » directeurs sur le marché britannique et des prix indexés sur les produits pétroliers sur le continent, pose parfois problème car ces deux compartiments ne sont pas indépendants du fait de l'Interconnector qui relie Zeebrugge à Bacton. Depuis 2003, les prix anglais ont parfois tendance à devenir très supérieurs aux prix continentaux et le prix continental sert alors de modérateur à la hausse observée au Royaume-Uni puisque le continent exporte vers le Royaume-Uni. À noter que début novembre 2005, le prix *spot* du gaz a atteint 70 euros/MWh sur le marché anglais et il a dépassé 80 euros/MWh le 14 mars 2006 avant de retomber à moins de 20 euros/MWh. Cela s'explique par la vague de froid observée alors et un déclin plus rapide que prévu de la production en Mer du Nord. Le marché continental ne connaît pas de telles variations de prix. La Commission européenne considère toutefois que ces exportations sont insuffisantes et elle y voit un facteur de rigidité dans le marché européen du gaz. Début mars 2007, le prix du gaz se négociait à 3,8 dollars par million de BTU sur le NBP anglais, soit 10 euros par MWh environ, ce qui est très inférieur au prix continental. Sur l'année 2006, le prix moyen du gaz anglais observé sur le *spot* était de 17 euros le MWh mais avec de très fortes variations autour de la moyenne. À la même époque (mars 2007), le prix *spot* « *day ahead* » était lui aussi proche de 10 euros/MWh à Zeebrugge, ce qui est un niveau sensiblement inférieur au prix des contrats à long terme indexés sur le prix du pétrole. La douceur de l'hiver 2006-2007 explique largement ce phénomène.

Mais un point fondamental doit être souligné à ce niveau. L'ouverture à la concurrence souhaitée par Bruxelles ne concerne pas les sociétés étrangères qui approvisionnent l'Union européenne car ni Gazprom, ni Sonatrach, ni Statoil ne sont concernées par les directives européennes. C'est la grande différence entre l'industrie du gaz et celle de l'électricité. Une grande partie de l'amont de la chaîne gazière échappe à l'emprise de Bruxelles et l'ouverture à la concurrence ne doit pas fragiliser les importateurs face à des fournisseurs étrangers qui sont généralement d'ailleurs des sociétés publiques.

Gazprom est publique à 51 %, Sonatrach est totalement publique et la compagnie Statoil est détenue à 71 % par l'État norvégien. À noter que la fusion entre Statoil et Norsk Hydro devrait laisser 63 % du capital du nouveau groupe entre les mains de l'État norvégien.

11. Volatilité des prix *spot* « *day ahead* »(*)



Note : (*) Prix de la veille au lendemain.

Source : Argus Media.

Début 2007, le prix du gaz naturel se négociait aux alentours de 7 dollars par million de BTU au Henry Hub (États-Unis) ce qui fait environ 230 dollars pour 1 000 m^3 ou 21 euros/MWh. Rappelons que le prix payé par les Européens à Gazprom se situe aux alentours de 250 dollars pour 1 000 m^3. Gazprom vend son gaz à l'Ukraine à 105 dollars pour 1 000 m^3. En contrepartie, Gazprom a cherché, sans succès pour l'instant, à acquérir une partie des réseaux de transport et distribution de l'Ukraine. Il en va de même avec la Biélorussie après le dénouement de la crise de début janvier 2007. Ce gaz vendu à 250 dollars pour 1 000 m^3 coûte environ 20 à 30 dollars à produire. Si l'on y ajoute le coût du transport en Russie (25 dollars environ pour 1 000 m^3) et le coût du transit en Ukraine (environ 25 dollars pour 1 000 m^3), on voit que rendu à Kosice, c'est-à-dire à la frontière entre la Slovaquie et l'Ukraine (là où Gaz de France prend livraison du gaz), ce gaz a coûté 80 dollars pour 1 000 m^3 à Gazprom et lui laisse donc une rente de l'ordre de 170 dollars pour 1 000 m^3. La rente gazière est aujourd'hui largement entre les mains des producteurs, ce qui est également le cas dans le secteur pétrolier…

Ce gaz est ensuite acheminé vers la France via des gazoducs transnationaux construits et financés via des « *joint ventures* » entre les principaux opérateurs de l'Union européenne. Le coût de transport entre la frontière ukrainienne et la frontière française peut être estimé à 20 dollars par 1 000 m^3 mais la transparence des coûts sur le réseau européen interconnecté n'est pas totale et il est difficile de connaître avec précision le coût du transport international.

Pour Bruxelles, le commerce de gros du gaz ne se développe que lentement et les fournisseurs historiques restent dominants sur leurs marchés nationaux en contrôlant très largement les importations de gaz. Ces fournisseurs historiques ne vendent qu'une faible part de leur gaz sur les hubs gaziers et les mesures de « *gas release* » n'ont pas été suffisantes pour rendre ces marchés de gros plus liquides. Bruxelles fait également observer que la capacité disponible des gazoducs d'importation transfrontaliers est limitée. Les nouveaux entrants ne peuvent pas obtenir de la capacité de transit car les gazoducs sont « théoriquement » saturés même si en pratique ce n'est pas toujours le cas. La règle « *use it or lose it* » n'est pas strictement appliquée partout et de nombreux goulots d'étranglement subsistent, notamment à certains points d'entrée du gaz en France (Obergailbach et Fos-sur-Mer). Même lorsque la règle est appliquée la saturation peut persister si les capacités sont insuffisantes. Il existe de plus une asymétrie d'information entre les fournisseurs traditionnels verticalement intégrés et leurs concurrents pour connaître les capacités disponibles sur l'ensemble du réseau transfrontalier.

À noter que les contrats d'importation de gaz utilisent des indices de prix liés aux produits pétroliers (fuel lourd ou fuel oil domestique) et du coup Bruxelles regrette que les prix du gaz ne réagissent pas assez aux fluctuations de l'offre et de la demande de gaz.

Bruxelles conclut que la « concentration du marché constitue une source de préoccupation majeure pour le succès du processus de libéralisation » et souhaite une application stricte des clauses « *use it or lose it* » sur l'ensemble des infrastructures européennes de gaz ainsi qu'une meilleure transparence des conditions d'accès aux réseaux transfrontaliers. La Commission reconnaît le rôle des contrats à long terme nécessaires pour réaliser des investissements transnationaux coûteux et utiles pour sécuriser les approvisionnements de l'Union européenne. Mais elle déplore que ces accords aient souvent été étendus vers l'aval de la chaîne gazière et servent ainsi à « verrouiller le marché en aval par le biais de contrats de transport prioritaires et de contrats d'approvisionnement conclus pour une durée anormalement longue, soit avec les fournisseurs locaux soit directement avec les clients finals ».

En matière de gazoducs transnationaux, la Commission avait retenu 10 projets « d'intérêt européen ». Elle considère que ces projets avancent bien et 7 sur les 10 devraient entrer en service d'ici 2010, un seul étant actuellement réalisé (le gazoduc Green-Stream entre la Libye et l'Italie via la Sicile). À noter que ces infrastructures représentent une capacité d'importation supplémentaire de 80 milliards de m^3 pour l'Union (16 % des besoins de l'Union à l'horizon 2010). La Commission se félicite de l'avancement du projet Medgaz entre l'Algérie et l'Espagne mais regrette le retard pris par le projet Galsi devant relier l'Algérie à l'Italie via la Sardaigne. D'autres projets comme le gazoduc Nabucco, reliant la Caspienne à l'Europe via la Turquie, ou le Baltique, reliant la Russie à l'Allemagne,

sont jugés prioritaires mais les questions géopolitiques retardent souvent les opérations. Ainsi la Turquie met actuellement des obstacles à l'entrée de Gaz de France dans le projet Nabucco, ce qui pourrait favoriser EON-Ruhrgas qui souhaite y participer aussi… Nabucco est en compétition avec le projet « South-Stream » impulsé par Gazprom et Eni mais il bénéficierait de l'appui de l'Iran.

4.3.2. Le transport

Il existe deux grands réseaux de transport du gaz naturel en France : le réseau du GRT gaz qui comprend quatre zones (ouest, nord, est et sud) et le réseau TIGF détenu par Total et qui concerne le Sud-ouest de la France (de Bordeaux à Perpignan via Toulouse). Les deux sociétés de transport sont juridiquement indépendantes des opérateurs historiques GDF et Total mais ce sont des filiales de ces opérateurs, détenues à 100 % par eux. Bruxelles a récemment fait savoir qu'il convenait d'aller plus loin dans la séparation verticale des activités et, dans sa communication en date du 10 janvier 2007, souhaite faire prévaloir le principe de la séparation patrimoniale des activités de transport (et demain de distribution).

Les tarifs d'accès au réseau de transport sont fixés par la CRE (en fait la CRE fait des propositions que le ministère peut accepter ou refuser sans les modifier ; sans réponse dans les deux mois, les propositions de la CRE sont automatiquement acceptées). La tarification est du type entrée-sortie, ce qui signifie que l'opérateur qui souhaite utiliser le réseau de transport doit réserver une capacité auprès du GRT gaz (ou de TIGF) et paie un droit d'entrée et un droit de sortie en fonction de la capacité journalière maximale réservée. Ces droits d'entrée et de sortie sont variables selon les points d'entrée et de sortie pour tenir compte des phénomènes de pointe et il faut en outre payer un droit supplémentaire pour changer de zone d'équilibrage. Chaque opérateur doit évidemment équilibrer ses flux, c'est-à-dire assurer que la quantité soutirée correspondra bien à la quantité injectée de gaz, sinon il paie une pénalité. À compter du 1er janvier 2009, il n'y aura plus que deux zones d'équilibrage sur le réseau *GRTgaz* : une zone nord et une zone sud. La fusion des trois zones « ouest, nord et est » va nécessiter des investissements supplémentaires et pour inciter le gestionnaire de réseau à réaliser ces investissements de nature à accroître la concurrence, la CRE a accepté d'accorder un taux de rémunération plus élevé pour le capital investi.

En date du 10 novembre 2006, la CRE a retenu un taux de rémunération de 7,25 % avant impôt pour les actifs existants au 1er janvier 2004 et de 8,50 % pour les investissements réalisés après cette date par le GRT. Elle a également accepté une rémunération de 11,5 % (pour une période de 5 à 10 ans) lorsque les investissements réalisés sont de nature à « contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché, notamment par la création de nouveaux points d'entrée sur le réseau national ou par la décongestion du réseau »… Ainsi le développement des capacités d'entrée à Obergailbach a été considéré récemment comme « entrant dans

le cadre normal des missions du transporteur ». Il ne peut donc pas bénéficier d'un taux de rémunération majoré. En revanche, la fusion des zones d'équilibrage « est, nord et ouest », accompagnée du maintien de capacités fermes d'entrée à Dunkerque, Taisnières, Obergailbach et Montoir, est un projet de nature à permettre une amélioration significative du fonctionnement du marché donc de la concurrence et à ce titre va bénéficier du taux majoré sur 10 ans.

À noter que Gaz de France a annoncé, fin 2006, envisager d'accroître les capacités de son terminal de Montoir-de-Bretagne afin de répondre à la demande croissante de GNL en France. On sait que la capacité du terminal de Fos va être accrue avec l'entrée en service de Fos Cavaou (Fos 2) courant 2008.

4.3.3. La distribution et la fourniture

Les clients non éligibles continuent de bénéficier du tarif réglementé tandis que les clients éligibles peuvent opter soit de rester au tarif réglementé soit de passer au tarif de marché négocié avec leur fournisseur. Le fournisseur peut être Gaz de France ou l'un de ses concurrents (ils sont plus de soixante, souvent des filiales d'opérateurs étrangers). Il peut aussi être une Entreprise Locale de Distribution, c'est-à-dire une régie ou société d'économie mixte (*cf.* Gaz de Strasbourg, Gaz de Bordeaux, Sorégies, etc. Il y a 22 ELD en France). À noter que depuis le 1er janvier 2006, les ELD ont des évolutions tarifaires différentes de celles de GDF. Si GDF a procédé à une seule augmentation de tarif en mai 2006 et ne devrait pas connaître de nouvelle hausse d'ici juillet 2007, les ELD peuvent chaque trimestre faire varier leurs tarifs réglementés pour tenir compte de l'évolution du coût matière, mais elles doivent le faire sous le contrôle des pouvoirs publics. Fin 2006, le tarif moyen d'une distribution publique de Gaz de France était de l'ordre de 40 euros par MWh… Des disparités spatiales peuvent exister d'une distribution publique à l'autre, tout comme les tarifs régulés pour les clients industriels raccordés directement au réseau de transport et qui n'ont pas fait jouer l'éligibilité. Rappelons que tous les Français ne sont pas raccordés au réseau de gaz et que le gaz, à la différence de l'électricité, n'est pas soumis à des missions de service public obligeant l'opérateur à alimenter tous ceux qui en font la demande. Le coût élevé de la distribution explique qu'une partie seulement du territoire français soit raccordée au réseau de gaz.

La fourniture de gaz, rappelons-le, est ouverte à la concurrence mais un fournisseur de gaz doit être titulaire d'une autorisation de fourniture délivrée par le ministre chargé de l'énergie. Pour le gaz, la part de la facture concernant l'acheminement sur le réseau de distribution est identique quel que soit le fournisseur. En revanche, la part acheminement sur le réseau de transport peut varier selon le fournisseur choisi en fonction des points d'entrée du gaz sur le réseau car le tarif ATR n'est pas identique à tous les points d'entrée. Mais dans tous les cas, il s'agit d'un tarif régulé et fixé par la CRE.

Dans la plupart des cas, le client éligible conclut avec le fournisseur de son choix un contrat qui couvre à la fois l'acheminement et la fourniture de gaz (contrat unique). Mais dans certains cas, le client éligible qui le souhaite signe deux contrats : un client équipé d'un compteur mesurant un débit supérieur ou égal à 16 m^3/heure ou ayant une consommation télérelevée peut signer un contrat de fourniture seule avec son fournisseur et un contrat séparé avec le gestionnaire de réseau. Le client équipé d'un compteur mesurant un débit supérieur à 100 m^3/heure doit d'ailleurs dorénavant signer ces deux contrats.

4. Répartition de la consommation des clients éligibles au 1er octobre 2006

En %

Gaz de France	78
Tegaz (Total)	9
Fournisseurs alternatifs	11
ELD	2
Total	100

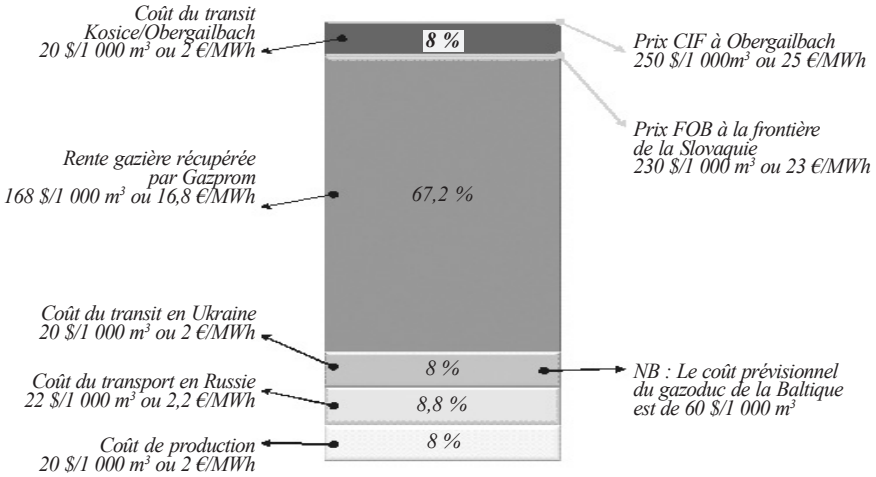
Source : Commission de régulation de l'énergie.

La CRE a proposé fin 2005 de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel pour les 23 GRD (Gaz de France Réseau de Distribution et les 22 entreprises locales de distribution). Notons que Total est fournisseur de gaz, transporteur de gaz (via le GRT « TIGF ») mais qu'il n'est pas distributeur de gaz dans la région du Sud-Ouest.

En matière de stockage, GDF et TIGF (filiale de Total) sont les seuls opérateurs ; GDF est gestionnaire de 12 sites et TIGF de 2 sites localisés dans le Sud-Ouest. La loi du 9 août 2004 a instauré un accès des tiers aux stockages mais les tarifs sont fixés de façon négociée avec les gestionnaires et non pas de façon régulée par la CRE.

À noter que la faiblesse relative des tarifs réglementés constitue encore un obstacle pour les éligibles qui envisagent de faire jouer cette éligibilité et de passer aux prix de marché. C'est pour le gaz comme pour l'électricité l'un des principaux griefs faits par la Commission européenne. Bruxelles souhaite en conséquence que les tarifs réglementés accordés aux clients suivent les prix internationaux du gaz, ce qui n'est pas toujours le cas et ne l'est pas avec effet immédiat du moins.

12. Chaîne des coûts du gaz importé : l'exemple du gaz russe

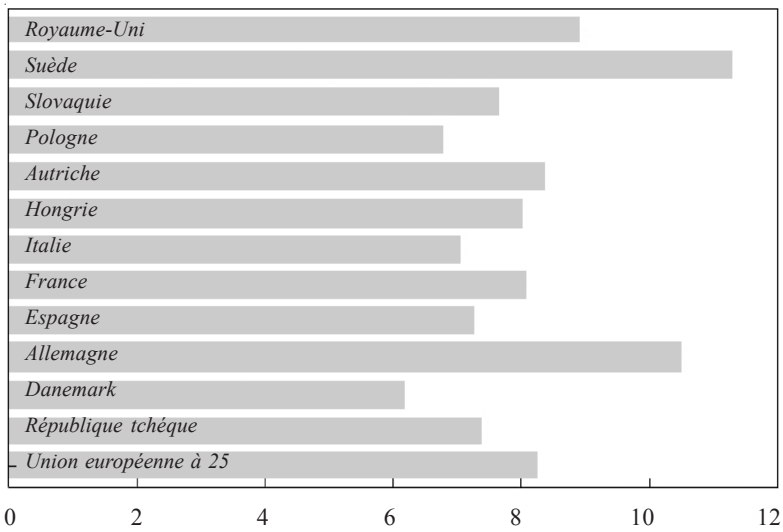


Source : Calculs des auteurs à partir de différentes sources.

4.4. Les imperfections du marché du gaz en Europe

La communication de la Commission européenne, rendue publique le 10 janvier 2007, met l'accent sur les obstacles qui aujourd'hui, dans le domaine du gaz notamment, empêchent la mise en place d'un marché unique européen de l'énergie. Pour elle, il subsiste encore des entraves au jeu de la libre concurrence et elle affirme que « des hausses importantes des prix de gros du gaz et de l'électricité qui ne s'expliquent pas totalement par des coûts plus élevés des combustibles primaires et des obligations de protection de l'environnement, ont amené la Commission à ouvrir une enquête sur le fonctionnement des marchés européens du gaz et de l'électricité ». Plusieurs barrières à l'entrée ont été recensées au cours de cette enquête : une concentration du marché traduisant des pouvoirs de marché excessifs de certains opérateurs (les opérateurs historiques notamment), un verrouillage vertical du marché, en particulier une séparation insuffisante du réseau de transport-distribution, le manque de transparence à certains niveaux de la chaîne gazière (le transport transfrontalier en particulier) et des congestions aux frontières préjudiciables à une plus grande compétition.

13. Disparités des prix rendus consommateur final au sein de l'Union européenne illustrant le manque d'intégration (1er semestre 2006)



Lecture : Prix industriels 2006 (incluant les tarifs d'accès au réseau mais excluant les taxes) pour un consommateur standard 13-1, consommation annuelle de 41,86 TJ (11,63 Gwh).

Source : Eurostat.

4.4.1. La concentration du marché

La Commission considère que les opérateurs historiques contrôlent encore une part trop importante de la production et/ou des importations dans la plupart des pays européens, Royaume-Uni excepté. Pour elle, l'explication est simple (*cf. Energy Sector Inquiry, first phase*, p. 40) : « *The exception is the UK where there has been full ownership unbundling of the former monopoly gas supply company (Centrica), the network operator (NGT) and gas production (BG Group)* ».

Les fournisseurs historiques ne vendent qu'une faible part de leur gaz sur les marchés *spot* (*hubs*). Comme il n'y a pas assez de nouveaux entrants sur les marchés de détail, la pression concurrentielle demeure faible. Les expériences de « *gas release* » ont eu un impact limité pour l'instant et Bruxelles comme le régulateur national souhaitent maintenir et intensifier cette obligation faite à l'opérateur historique de remettre à disposition du marché une partie du gaz importé dans le cadre de contrats de long terme.

Le tableau 5 montre qu'en moyenne les opérateurs historiques contrôlaient entre 80 et 100 % des importations en 2004 à deux exceptions près : l'Italie où cette proportion n'était que de l'ordre de 60 à 70 % et le Royaume-Uni où la proportion chutait à 20-30 %. Lorsque les pays sont eux-mêmes producteurs de gaz, le poids des opérateurs historiques est là aussi déterminant, sauf au Royaume-Uni. Les opérateurs historiques contrôlent également les stockages et si l'accès des tiers aux stockages est aujourd'hui imposé, cet accès reste négocié et non pas régulé.

5. Poids des opérateurs historiques contrôlant la majorité du gaz de leur pays d'origine en 2004

	Importations totales (en milliards de m³)	Poids des opérateurs historiques dans les importations (en %)	Production domestique (en %)	Part des opérateurs historiques dans la production domestique (en %)
Autriche	9	80-90	2	—
Belgique	16	90-100	0	—
République tchèque	9	90-100	< 1	—
Danemark	0	–	10	80-90
France	49	90-100	1	—
Royaume-Uni	13	20-30	105	40-50
Allemagne	88	90-100	18	80-90
Hongrie	11	90-100	3	90-100
Italie	67	60-70	13	80-90
Pays-Bas	18	50-60	73	90-100
Pologne	10	90-100	5	90-100
Slovaquie	7	90-100	< 1	—

Note : Les « importations totales » correspondent au gaz importé pour une consommation domestique et n'incluant pas le gaz exporté ensuite. À cause des différences de méthodologie entre les pays dans la collecte d'information, les pourcentages sont présentés dans une fourchette.

Sources : Eurostat, Enquête sectorielle, et autorités de régulation nationales.

4.4.2. Les restrictions verticales et les difficultés d'accès aux réseaux de transport-distribution

La dissociation juridique des GRT a certes amélioré l'accès des tiers aux réseaux (ATR), convient la Commission dans sa communication de janvier 2007. Les subventions croisées ont été progressivement supprimées. C'est le cas pour le transport mais pas totalement pour la distribution puisque la séparation juridique n'est obligatoire qu'à partir de juillet 2007 pour les GRD. Mais pour Bruxelles la dissociation juridique ne fait pas totalement disparaître le conflit d'intérêt qui découle de l'intégration verticale avec « le risque que les réseaux soient considérés comme des actifs stratégiques au service de l'intérêt commercial de l'entité intégrée au lieu de servir l'intérêt général des clients des réseaux ». Cela se manifeste à plusieurs niveaux, au vu des témoignages recueillis par la Commission lors de son enquête sectorielle menée en 2006 :

• l'accès non discriminatoire à l'information n'est pas garanti. Les GRT peuvent être incités à fournir des informations commerciales sensibles aux secteurs chargés de la production ou de la fourniture au sein de la société intégrée. Il est certain que si le GRT communique à sa maison mère des informations sur les projets d'implantation de centrales à cycles combinés menés par des concurrents ou sur certains raccordements en aval de la chaîne gazière, la concurrence sera faussée. Mais les gestionnaires des réseaux de transport ont un peu le sentiment que l'honnêteté ne paie pas. Même irré-

prochables, les GRT sont toujours soupçonnés de ne pas être neutres et c'est à eux de faire la preuve en permanence de leur bonne foi ;

• les opérateurs propriétaires des réseaux peuvent utiliser ces actifs pour *gêner* l'entrée de concurrents, notamment via des « surréservations de capacités, des zones d'équilibrage artificiellement petites ou le refus d'appliquer la règle *use it or lose it* ». Certains réseaux de transport sont déclarés saturés en raison de clauses contractuelles anciennes alors même que ce n'est pas le cas physiquement. Une application systématique et immédiate de la règle *use it or lose it* permettrait de répondre à cette critique ;

• les décisions d'investissement des sociétés verticalement intégrées sont biaisées car elles semblent « peu disposées à augmenter la capacité d'importation de gaz ». De ce point de vue, l'intérêt de la société intégrée peut ne pas coïncider avec l'intérêt du marché, donc avec l'intérêt collectif. Il est fondamental pour Bruxelles que les décisions d'investissement des GRT soient prises indépendamment des objectifs des sociétés mères. Et lorsque ces sociétés projettent des investissements visant à accroître la capacité d'importation, y compris via des « *open-season* », elles sont soupçonnées de le faire plus dans leur propre intérêt que dans celui du marché.

D'où les propositions de la Commission visant à mettre en œuvre une dissociation totale des GRT, c'est-à-dire une séparation de propriété entre le GRT et sa société mère. Le GRT serait à la fois propriétaire des moyens de transport et exploitant du réseau, mais les actifs du réseau seraient détenus de manière indépendante, soit par tous les opérateurs présents sur le marché (chacun ne détenant qu'un faible pourcentage de ces actifs) soit par des actionnaires privés ou publics indépendants de ces opérateurs. Une solution alternative, présentée comme une solution de « *second best* », serait de créer des gestionnaires de réseau distincts sans dissociation de la propriété. Cette solution reviendrait à organiser une séparation entre l'exploitation du réseau (un ISO pour *Independent System Operator*) et la propriété du réseau (qui pourrait revenir à l'opérateur historique). Les opérateurs présents sur le marché (producteurs ou fournisseurs de gaz) ne pourraient plus détenir d'actifs de la société gestionnaire du réseau. Le gouvernement français ayant fait valoir que la première hypothèse était irrecevable, c'est vers la seconde hypothèse (ISO) que l'on s'oriente aujourd'hui. Il est vrai que l'essentiel des actifs détenus par un opérateur comme Gaz de France, qui importe la totalité de ses fournitures de gaz en France, est aujourd'hui constitué par la possession des gazoducs de transport-distribution. EDF est viable sans le RTE parce qu'il lui reste le parc des centrales ; GDF serait en revanche dans une situation difficile si on lui retirait le réseau de transport de gaz en France… À noter qu'un système d'ISO n'a de réelle portée qu'à une échelle pluri-nationale et non à une échelle nationale car l'objectif aujourd'hui c'est de renforcer les interconnexions. Un ISO pluri-national « *soft* » serait en mesure de mieux dessiner l'architecture des interconnexions à privilégier ou à renforcer. Il n'est pas nécessaire d'ailleurs que cet ISO « européen » englobe tous les transporteurs dès le départ : on peut imaginer des « ISO régionaux » incluant quelques pays limitrophes particulièrement soucieux de renforcer leurs interconnexions. Il faut chercher à faire le

« Schengen de l'énergie » et cela peut se faire en plusieurs étapes : certains pays sont au départ plus motivés et plus concernés que d'autres. Les autres pays les rejoindront ensuite.

Un point central doit être pris en considération lorsque l'on s'intéresse à la séparation patrimoniale : il ne faut pas que le contrôle des réseaux échappe ensuite aux centres de décision européens. La séparation patrimoniale (synonyme d'ouverture du capital) peut aboutir à ce que demain Gazprom ou Sonatrach contrôle l'actionnariat des réseaux de transport de l'Union européenne, ce qui est le cas déjà pour Gazprom dans certains pays d'Europe de l'Est (Biélorussie, par exemple). Peut-on s'assurer que demain les fournisseurs en gaz de l'Europe ne seront pas les principaux actionnaires des grands réseaux européens qui appartiennent aujourd'hui à Gaz de France, à Eon,ou à Suez ? Affaiblir les opérateurs du « *mid-stream* » c'est renforcer ceux de l' « *upstream* » donc fragiliser demain la sécurité d'approvisionnement en gaz de l'Union européenne.

4.4.3. Des prix trop éloignés des conditions du marché

Pour la Commission de Bruxelles, « les contrats d'importation de gaz utilisent des indices de prix liés aux dérivés du pétrole (fuel léger ou fuel lourd) et les prix ont par conséquent suivi de près l'évolution des marchés pétroliers. Cette liaison donne lieu à des prix de gros qui ne réagissent pas aux fluctuations de l'offre et de la demande de gaz, ce qui compromet la sécurité des approvisionnements… Il est essentiel d'assurer la liquidité du marché afin d'améliorer la confiance à l'égard de la formation des prix dans les plateformes de négoce du gaz, ce qui permettra de relâcher le lien avec le pétrole… Dans plusieurs États membres, les tarifs réglementés ont eu des effets défavorables sur le développement de marchés concurrentiels car ils ont été fixés à des niveaux très faibles par rapport aux prix de gros et couvrent une grande partie du marché, ce qui entraîne effectivement une re-régulation » (communication du 10/01/2007, COM 851 fina, p. 8). Ce qui est en cause, c'est à la fois l'indexation des prix de gros du gaz sur les prix des produits pétroliers et le maintien, au niveau du marché de détail, de prix réglementés pour les consommateurs non éligibles ou éligibles (et qui n'ont pas fait jouer cette éligibilité). Ces prix réglementés sont trop faibles et envoient un mauvais signal aux opérateurs, les consommateurs comme les investisseurs. Pour Bruxelles, ces prix réglementés ont vocation à disparaître progressivement. La Commission regrette également l'existence de contrats à long terme entre les fournisseurs historiques et certains clients finals, notamment des contrats reconductibles par tacite reconduction et qui constituent à ses yeux des barrières à l'entrée pour de nombreux fournisseurs.

À noter que le nombre de sites ayant fait jouer l'éligibilité en gaz est en 2006 et 2007 supérieur à ce qu'il était en 2005, ce qui n'est pas le cas pour l'électricité ; dans ce dernier cas le nombre de sites a chuté de près de moitié entre fin 2006 et début 2007. Cela tient au fait que le différentiel entre le

prix de marché et le prix réglementé est nettement plus faible pour le gaz que pour l'électricité. Le gaz est importé en presque totalité et le prix payé par le consommateur final doit tenir compte du coût d'importation ; la répercussion des hausses observées sur le marché international dans le prix réglementé n'est pas toujours immédiate ni totale mais les deux prix ne sauraient être durablement déconnectés, sauf à subventionner massivement le consommateur final. Avec l'électricité le prix réglementé tend à s'aligner sur les coûts de production nationaux (le nucléaire dans une large proportion) alors que les prix de marché sont alignés sur le coût de production des centrales thermiques étrangères, allemandes souvent (fonctionnant notamment au gaz naturel).

Elle pointe également du doigt les rabais accordés systématiquement par certains opérateurs historiques à leurs clients finals pour les fidéliser (*rebate clauses*) « *A rebate clause is defined as a contract clause providing for a lower price where certain targets, such as volume thresholds, either in percentage of overall requirements of the customer or in absolute figures, have been met* » (Energy Sector Inquiry, *second phase*, p. 236). Le pourcentage de contrats comportant de telles clauses varie de 13 % en Allemagne à 29 % en Italie. Il était de 23 % en France en 2006.

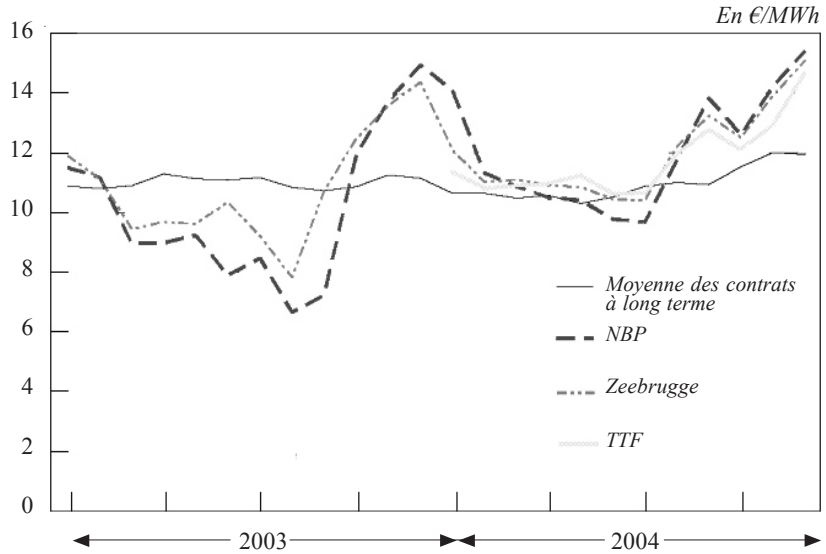
Pour ce qui est des contrats d'importation, Bruxelles donne en exemple le cas du Royaume-Uni, pays où les contrats à long terme qui subsistent ont une durée plus courte que sur le continent avec des clauses d'indexation plus adaptées aux conditions des marchés de l'énergie. Ainsi, dans ces contrats, l'indexation se fait pour 40 % sur les prix *spot* du gaz (NBP), pour 16 % sur le prix du fuel léger, pour 15 % sur le prix du fuel lourd, pour 7 % sur le prix de l'électricité et pour le reste sur le prix du charbon ou le taux d'inflation. Dans l'Europe continentale, les proportions sont très différentes. L'indexation du prix du gaz se fait, dans les contrats d'importation à long terme, à concurrence de 50 % sur le prix du fuel léger, 30 % sur celui du fuel lourd et pour moins de 5 % sur le prix *spot* du gaz (*cf*. *Energy Sector Inquiry* 2005/2006, p. 104).

Certes, les prix des contrats à long terme sont moins volatils que ceux du marché *spot* (*cf.* graphique 14) mais ils traduisent moins la réalité du marché et le caractère saisonnier de la demande « *This lack of reaction to demand signals means that the gas market does not react as it should to the signals coming from the seasonality of demand. This means that operators do not behave in a manner leading to the most economically efficient outcome which results in an inappropriate, sub-optimal, level of investment in storage* ».

Les péages d'accès aux réseaux de transport posent eux aussi des problèmes. La taille réduite des zones d'équilibrage actuelles renforce la complexité du système en matière d'ajustement et alourdit les coûts du transport. C'est vrai dans presque tous les pays de l'Union européenne. Rappelons qu'il existe encore cinq zones d'équilibrage en France et que ce nombre devrait passer à 3 au 1er janvier 2009. Les coûts sont accrus du fait de

l'obligation de réserver de la capacité à chaque point d'entrée dans une zone. Ces problèmes sont « exacerbés, note Bruxelles, par la dimension temps : plus la période d'équilibrage est courte, plus le risque de déséquilibre pour le fournisseur est élevé » (*cf.* COM 2006, 851, p. 9).

14. Prix des contrats à long terme et prix du *spot*



Source : Eurostat, Enquête sectorielle Énergie, 2005-2006.

6. Nombre de zones d'équilibrage en 2005

	Gestionnaire du réseau de transport	Nombre de zones	
		Gaz H(*)	Gaz L(**)
Autriche	OMV	1	
Belgique	Fluxys	3	1
Allemagne	BEB	1	1
	RWE	4	5
	EON	3	1
	WINGAS	4	
France	GRT gaz	4	(1)
Pays-Bas	GTS	1	1
Pologne	Europol	1	
Slovaquie	SPP	1	

Notes : (*) Gaz H à fort pouvoir calorifique ; (**) Gaz L à faible pouvoir calorifique.

Source : Eurostat, Enquête sectorielle Énergie, 2005-2006, p. 246.

La Commission souhaite que les consommateurs puissent changer rapidement de fournisseur lorsqu'ils le désirent et ne soient pas prisonniers de contrats avec reconduction tacite et, dans le même temps, elle souhaite que les fournisseurs s'approvisionnent en priorité sur le *spot*, aient un accès facile aux réseaux de transport avec beaucoup de flexibilité au niveau de l'équilibrage (pas de contrainte spatiale ni de trop forte contrainte temporelle). L'effet de contrats en amont de longue durée sur la concentration aval de la chaîne lui paraît évident. Les fournisseurs qui supportent de fortes contraintes en amont au niveau de leur approvisionnement ont tendance à reproduire ces contraintes en aval au niveau de leurs clients finals et cherchent à signer des contrats de longue durée ou de durée courte mais bénéficiant d'une reconduction tacite. La période de préavis est également pointée du doigt par la Commission européenne qui fait observer que, dans certains pays, la période peut parfois dépasser une année. Ainsi, en Allemagne, 16 % des contrats signés avec des clients éligibles comporteraient de telles clauses (1 an et plus). En France, ce n'est pas le cas puisque seulement 4 % des contrats prévoient une période de préavis comprise entre 1 et 3 mois ; 67 % des contrats ne comportent pas de telles clauses de préavis et la décision de changer de fournisseur s'effectue dans le mois ; 29 % des contrats mentionnent un préavis de l'ordre d'un mois selon l'enquête menée sur 144 contrats industriels.

4.4.4. Des interconnexions insuffisantes en Europe et des points d'entrée du gaz trop peu nombreux dans certains pays

Pour la Commission, il faut accélérer la construction de gazoducs transnationaux ainsi que celle de certains terminaux de GNL. Certaines régions d'Europe connaissent un nombre insuffisant de points d'entrée du gaz, ce qui est un frein à la concurrence « gaz-gaz ». C'est notamment le cas dans le Sud de la France. Le flux dominant d'entrée du gaz en France est un flux Nord-Sud et trop peu de clients ont quitté leur opérateur historique au Sud de la Loire. La Commission propose dès lors de mieux coordonner les investissements de transport au sein de l'Union. Il s'agit d'accélérer les procédures d'autorisation, d'harmoniser les procédures entre États et de faciliter le transit entre pays. Parmi les grands projets prioritaires, la Commission cite le « *North European Gas Pipeline* » (NEGP connu sous le nom de « Baltique »), le gazoduc Yamal II qui traversera la Biélorussie et la Pologne, le « *Baltic Gas Interconnector* » reliant la Suède, l'Allemagne et le Danemark. Elle souhaite aussi accroître les capacités de transport entre l'Angleterre d'une part, et la Belgique et l'Allemagne d'autre part.

D'autres projets sont importants pour l'Europe du Sud, que ce soit le projet Galsi entre l'Algérie et l'Italie, l'Interconnector entre la Grèce et l'Italie, l'Interconnector entre la Grèce et la Turquie et bien sûr le projet Nabucco entre la Caspienne et l'Autriche via la Turquie, la Bulgarie, la Roumanie et la Hongrie. La Commission souhaite également améliorer la transparence concernant les mécanismes de financement de ces projets et

la façon dont les péages de transit sont ensuite établis. À terme, la Commission souhaiterait probablement pouvoir imposer un « gestionnaire européen » des gazoducs de transport présents sur le territoire de l'Union mais ce projet est prématuré car il se heurte aux intérêts nationaux. Les considérations géopolitiques ne sont pas absentes dans ces projets. Il suffit de rappeler les critiques faites par certains États européens au projet de gazoduc « Baltique » qui doit contourner les pays baltes et la Pologne ou les réticences de la Turquie à voir Gaz de France entrer dans le projet Nabucco.

Plusieurs points méritent d'être rappelés en conclusion :

• le prix du gaz payé par un consommateur français dépend au minimum à 45 % et parfois jusqu'à 90 % du prix international ; à ce niveau, la marge de manœuvre des importateurs français est faible ;

• la sécurité d'approvisionnement impose de maintenir un minimum de contrats à long terme (75 %) mais n'exclut pas de faire davantage appel au marché *spot*. Les opérateurs français (dont GDF) ont intérêt à se positionner davantage dans l'amont de la chaîne gazière ;

• il est nécessaire d'améliorer la transparence concernant les coûts d'accès aux réseaux transfrontaliers de transport (coût d'acheminement entre la frontière russe et la frontière française, par exemple) ;

• une plus grande fluidité sur le réseau de transport national est indispensable, notamment dans le sens Nord-Sud qui reste le sens dominant des échanges ;

• la Commission européenne souhaite imposer à terme la séparation patrimoniale des réseaux de transport et distribution. À défaut elle accepterait un système visant à séparer la gestion du réseau de sa propriété (logique des ISO). Si une séparation patrimoniale du RTE ne serait pas catastrophique pour EDF, il en va différemment pour GDF dont l'essentiel des actifs est constitué par des gazoducs. Dans une perspective à long terme, le choix d'un système ISO serait un moindre mal. Mais l'ISO doit être envisagé à une échelle régionale et la coopération des gestionnaires de réseau à travers une association du type « GTE+ », à l'image du système « ETSO+ », serait de nature à aider le club des régulateurs dans ses missions visant à favoriser le développement des interconnexions gazières ;

• l'ouverture de l'industrie du gaz et de l'électricité à la concurrence comporte également une dimension « industrielle ». L'objectif est de faire émerger des « champions européens » de l'énergie et les projets de fusions-acquisitions doivent être mentionnés comme des priorités européennes (exemple de la fusion GDF-Suez). Les fournisseurs de gaz de l'Union européenne (Gazprom et Sonatrach spécialement) souhaitent aujourd'hui être présents à tous les niveaux de la chaîne gazière : transport, installations de regazéification, activités de *trading* et de fourniture au client final. C'est un moyen pour eux de mieux connaître la chaîne des coûts, donc de mieux négocier les contrats d'exportation avec leurs acheteurs ; c'est aussi un moyen de récupérer une partie de la rente gazière qui existe au niveau des

activités régulées (transport) et à celui du *trading*. Les importateurs, tel Gaz de France, souhaitent en contrepartie être présents dans les activités « amont » de la chaîne gazière, l'exploration-production. Une grande partie de la rente gazière est localisée à ce niveau comme on l'a vu précédemment. C'est aussi un moyen de « sécuriser » les approvisionnements. Des alliances stratégiques entre GDF et Sonatrach ou GDF et Gazprom sont donc concevables mais vu le poids très élevé des recettes gazières dans les recettes publiques de l'Algérie et de la Russie de telles alliances ne sauraient être purement « industrielles » ; il s'agit dans ce cas d'alliances « politiques », impulsées ou freinées par les gouvernements. Il est peu probable que l'Algérie et la Russie favorisent de telles alliances : la France n'est qu'un importateur parmi d'autres et chacun des deux pays exportateurs souhaite conserver les mains libres pour négocier et arbitrer avec tous les importateurs européens potentiels. L'exclusivité des alliances n'est pas souhaitable pour eux, ni peut-être d'ailleurs pour nous. Cela n'exclut évidemment pas des participations croisées au niveau du capital des sociétés mais ces participations devraient rester modestes. La fusion entre GDF et Suez est en revanche une fusion « industrielle » car c'est une fusion entre opérateurs complémentaires ; le groupe deviendrait un concurrent crédible d'EDF sur le marché français et cela permettrait à GDF de développer ses activités dans l'électricité ; les offres duales « gaz-électricité » vont devenir la norme. De plus les compensations exigées pour la fusion pourraient permettre d'augmenter le niveau des VPP et de « *gas release* » en France, ce qui accroîtrait la compétition, et elles devraient en même temps permettre à EDF de se porter acquéreur de Distrigaz en Belgique. Du coup le lancinant problème d'EDF, trouver un gazier, serait réglé…

4.5. Les remèdes possibles

Au niveau de l'approvisionnement « amont » de l'Union européenne, la Commission devrait sans doute édicter un « code de bonne conduite » opposable aux fournisseurs de gaz non-membres de l'Union. Ces fournisseurs sont la plupart du temps des sociétés publiques qui ne peuvent ignorer les injonctions de leur Gouvernement. C'est le cas de Gazprom, Sonatrach, Statoil mais aussi des sociétés exportatrices d'Égypte, du Qatar, du Nigeria. Elles ne sont pas soumises au respect des règles imposées par les Directives européennes, du moins pour la partie « amont » de leur activité qui se situe en dehors de l'espace européen. Ces mêmes sociétés exportatrices de gaz souhaitent néanmoins profiter de l'ouverture à la concurrence pour bénéficier de licences de fourniture et approvisionner directement certains clients européens. À titre d'exemple Gazprom a d'ores et déjà obtenu une licence de commercialisation (fourniture) en France et approvisionne déjà certains industriels. L'entreprise russe est également en pourparlers avec EDF pour des livraisons directes de gaz destiné à des centrales à gaz à cycles combinés. Gazprom vient de signer un contrat de vente de gaz à une *joint venture* qui projette de construire une centrale à gaz en Allemagne

dans le Brandebourg. Gazprom est également en discussion avec les autorités belges pour faire de la Belgique la plaque tournante de la distribution de gaz russe en Europe. Sonatrach souhaite adopter la même stratégie en Europe et il est difficile d'accepter que ces sociétés exportatrices mettent des « barrières à l'entrée » au niveau de la production de gaz chez elles (*cf.* le contrôle de Sakhaline), fassent en même temps de la collusion en se mettant d'accord sur des prix de vente communs (dans le cadre du Forum sur le gaz par exemple) tout en cherchant à profiter du processus de libéralisation en aval de la chaîne gazière ce qui les amène à concurrencer leurs acheteurs européens. Il est difficile à la Commission de négocier des contrats d'approvisionnement au nom de l'Union car ce sont des contrats de droit privé qui lient des sociétés commerciales en compétition. Bruxelles peut, dans le cadre du « dialogue Union européenne-Russie » ou du partenariat euroméditerranéen, faire pression pour obtenir le respect de certains principes mais la Commission peut difficilement aller plus loin sans remettre en cause les fondements du libéralisme. L'action de Bruxelles connaît des limites, qui tiennent au principe de la liberté du commerce et de plus cette action pourrait interférer avec des pressions nationales car chaque État-membre conduit sa politique de partenariat avec ces pays fournisseurs. Une meilleure coordination des stratégies reste néanmoins possible et souhaitable et le poids de la Commission pourrait être plus fort ici.

Depuis novembre 2006 les marchés « *spot* » de l'électricité de la France, de la Belgique et des Pays-Bas sont couplés et d'autres couplages sont programmés (avec l'Allemagne notamment). Cela doit permettre une meilleure harmonisation des prix « *spot* » et une meilleure utilisation des interconnexions de transport. Pour le gaz des études de couplage de marchés « *spot* » sont également en cours ce qui devrait permettre à terme une meilleure utilisation des interconnexions et une meilleure résorption des congestions. Le développement de la part du GNL est de nature à favoriser la convergence des prix et à renforcer la fluidité du marché. Certains pensent que la suppression des clauses de destination dans les contrats à long terme, imposée par Bruxelles, a eu comme effet pervers de laisser plus de manœuvre aux exportateurs dans le choix de la destination des cargaisons. C'est vrai mais cette flexibilité peut aussi, dans certains cas, constituer un avantage pour les importateurs. Renforcer le rôle des régulateurs et notamment de ERGEG+ est une priorité à la fois pour mieux gérer les congestions aux frontières et inciter aux investissements à réaliser dans les réseaux de transport transeuropéens. À titre d'exemple, les régulateurs français et belge (la CRE et la CREG) s'efforcent actuellement d'améliorer l'accès à l'interconnexion Blaregnies-Taisnières en liaison avec les transporteurs français et belge (GRTgaz et Fluxys). Le renforcement des pouvoirs des régulateurs est une priorité si l'on veut imposer plus facilement la programmation de certains investissements, en particulier dans le transport. En économie de marché et en incertitude face à la demande, l'erreur c'est souvent de faire l'investissement de trop, celui qui est inutile, fait baisser les prix et compromet la rentabilité. La tentation est alors de pratiquer le sous-investisse-

ment, ce qui génère des rentes illégitimes. Seul le club des régulateurs, en liaison avec celui des transporteurs, est en mesure d'avoir une vision d'ensemble des besoins donc de faire savoir ce qu'il faut investir et là où il faut le faire.

Les acheteurs de gaz doivent pouvoir également changer plus facilement de fournisseur. La durée des contrats entre fournisseurs européens et clients éligibles est actuellement trop longue en moyenne selon Bruxelles (3 ans et demi et parfois 9 ans comme en Allemagne). Les clauses de reconduction tacite de ces contrats constituent des obstacles à la concurrence. Les zones d'équilibrage sont trop nombreuses et les périodes durant lesquelles l'équilibrage doit se faire sont trop courtes (1 jour et parfois 1 heure). Les niveaux de pénalités en cas de non-équilibrage sont également trop lourds et trop variables d'un opérateur à l'autre ce qui introduit des discriminations de fait (faibles pour GRTgaz, TIGF et Fluxys mais élevées pour Ruhrgas, RWE ou BEB). Il faut également harmoniser les règles de nomination au niveau des divers pays car sinon cela constitue un obstacle aux échanges.

La tarification de l'accès aux réseaux devrait elle aussi être mieux harmonisée. C'est vrai en particulier pour l'accès aux réseaux de transport comme pour l'accès aux terminaux méthaniers. Au niveau du transport la France, la Belgique l'Allemagne retiennent un système de *cost-plus* alors que le Royaume-Uni, l'Italie, les Pays-Bas ont adopté un système de *price-cap* (RPI-X avec X = 2 % sur 5 ans au Royaume-Uni et sur 4 ans en Italie). Les taux de rémunération du capital investi sont également différents selon les pays et ils varient actuellement dans une fourchette de 5,79 % (aux Pays-Bas) pour le taux le plus bas à 11,5 % (en France) pour le taux le plus élevé (cas des actifs dits de « dégoulottage »). La base d'actifs régulés sur laquelle ces taux s'appliquent est également calculée de façon différente selon les pays. Une meilleure harmonisation des règles est ici nécessaire si l'on veut éviter des discriminations.

La séparation patrimoniale est un objectif de Bruxelles mais on ne voit pas toujours ce qu'elle apporte par rapport à une situation où le GRT est juridiquement indépendant et se comporte de façon impartiale c'est-à-dire neutre et non discriminatoire ; est-ce un dogme ou une nécessité imposée par l'expérience ? Il faut aussi tenir compte des intérêts des sociétés concernées. Beaucoup de sociétés gazières ne produisent pas de gaz en Europe. Imposer la séparation patrimoniale à toutes c'est introduire une discrimination entre celles qui ont des actifs physiques dans l'amont (le cas des Pays-Bas) et celles qui n'en ont pas. À un moment où la volonté de Bruxelles c'est de profiter de cette ouverture à la concurrence pour impulser de nouvelles alliances entre opérateurs européens afin de faire émerger des « champions européens » capables de mieux résister à la mondialisation, il ne faudrait pas que la recherche de l'intérêt collectif soit systématiquement opposée aux intérêts des opérateurs historiques. Il est difficile d'imposer la séparation patrimoniale à une entreprise dont l'essentiel des actifs est consti-

tué par des réseaux et qui a le sentiment d'avoir respecté dans l'esprit et à la lettre la règle du jeu de l'accès des tiers aux réseaux ; elle a alors le sentiment que la vertu ne paie pas mais surtout elle va se trouver en situation d'infériorité par rapport à une entreprise qui peut s'appuyer sur des actifs physiques dans d'autres segments de la chaîne énergétique (que ce soit un électricien qui possède des centrales ou un gazier qui détient des réserves de gaz dans sa base nationale).

4.6. L'impact du prix du gaz sur le prix de l'électricité

La dépendance des prix français à l'égard des prix allemands de l'électricité a été mentionnée plus haut et se traduit *in fine* par une dépendance des prix de l'électricité à l'égard des prix du gaz naturel. Cela tient au fait que le marché franco-allemand de l'électricité est aujourd'hui un marché intégré, bien interconnecté (plus de 6 000 MW) sur lequel la France est d'ailleurs en légère position d'importatrice nette depuis deux ans (on exporte aux heures creuses et on importe aux heures pleines et aux heures de pointe) ; sur ce marché le prix allemand est le prix directeur et il est corrélé durant une bonne partie de l'année (les deux tiers du temps) au coût de production d'une centrale à gaz. La centrale nucléaire française n'est marginale que durant une faible période (un tiers du temps) et c'est la centrale marginale allemande au gaz ou au charbon qui fait le prix le reste du temps. Les opérateurs qui utilisent le gaz naturel pour produire leur électricité ne prennent d'ailleurs pas de risques puisque la hausse du prix du gaz importé se répercute dans le prix de l'électricité, ce qui ne remet pas en question la rentabilité du capital investi. Une chute du prix du pétrole, donc du prix du gaz, serait en revanche de nature à compromettre la compétitivité du nucléaire français d'autant que la rentabilité des deux types d'investissement ne se calcule pas sur la même durée de vie. Cet alignement des prix français sur les prix allemands procure à EDF une « rente nucléaire » confortable égale à la différence entre le prix de l'électricité sur le marché de gros et le coût moyen pondéré de l'électricité produite avec une grande part de nucléaire. L'existence d'une telle « rente » est de nature à remettre en question l'acceptabilité sociale du nucléaire en France. Le choix de l'Allemagne de ne pas relancer le nucléaire et d'en sortir à terme a donc un impact direct sur le prix payé par le consommateur français d'électricité. Du point de vue collectif le « *mix* énergétique franco-allemand » est donc loin d'être optimal. C'est parce que le poids du nucléaire est trop faible en Allemagne, et même en Europe, que les prix de l'électricité sont tirés à la hausse par les prix des hydrocarbures. Une relance concertée du nucléaire aurait le mérite de baisser le coût moyen de l'électricité d'autant plus que cela se traduirait par une détente sur le marché du gaz naturel ; la forte demande de gaz en Europe et dans le monde s'explique dans une large mesure par les besoins de la génération électrique. On pourrait ainsi assister à un « cercle vertueux » : la relance du nucléaire baisse le coût de l'électricité et le prix du gaz et cette baisse du prix du gaz exerce à son tour un effet bénéfique sur le prix de

revient de l'électricité d'origine thermique… Une augmentation de la part du nucléaire en Allemagne conduirait à un prix d'équilibre plus faible sur le marché de gros franco-allemand de l'électricité ; la bonne interconnexion des deux marchés fait que le prix d'équilibre est sensiblement le même dans les deux pays et cela profite au consommateur allemand durant une partie de la « période de base » mais le poids des centrales thermiques en Allemagne fait que ce prix d'équilibre tend à s'aligner sur le coût de production allemand le reste du temps, ce qui pénalise le consommateur français. Paradoxalement moins d'interconnexion permettrait au marché français de rester « isolé » plus longtemps ce qui serait bénéfique pour le consommateur français (le problème des interconnexions est formalisé dans l'annexe).

Les externalités positives liées au nucléaire (pas d'émissions de gaz à effet de serre, détente sur le prix du gaz, réduction des coûts de production de l'électricité, amélioration de la sécurité d'approvisionnement) devraient être internalisées au niveau collectif. Aux États-Unis le nucléaire est d'ailleurs maintenant subventionné au même titre que les énergies renouvelables.

Si les interconnexions sont insuffisantes et soumises à des phénomènes de congestion, ce qui est par exemple le cas entre la France et l'Italie, le prix d'équilibre de l'électricité est différent sur le marché exportateur net et sur le marché importateur net. Il est bien évidemment supérieur sur le marché importateur net (l'Italie) et inférieur sur le marché exportateur net (la France) et la différence entre ces deux prix correspond à une « rente de congestion ». Grâce à une interconnexion limitée le consommateur italien est bénéficiaire et le consommateur français reste largement protégé de la hausse du prix par rapport à une situation où l'intégration des deux marchés serait totale (avec unicité de prix). En situation de concurrence le renforcement des interconnexions est donc bénéfique pour les pays où le prix moyen de l'électricité est au départ élevé et préjudiciable pour les pays où ce prix moyen est au départ faible ; mais c'est la conséquence d'une plus grande solidarité liée aux échanges. Au total, on le voit, EDF bénéficie d'une rente nucléaire grâce à l'interconnexion avec le marché allemand et d'une rente de congestion grâce à l'interconnexion avec l'Italie.

Conclusion

Nous avons choisi de focaliser ce rapport sur les marchés du gaz et de l'électricité parce qu'ils sont au cœur de la construction énergétique européenne et de la problématique énergétique du futur : compétitivité, soutenabilité, sécurité des approvisionnements à court, moyen et long termes. Le gaz et l'électricité présentent certaines caractéristiques communes mais ce sont deux produits différents dont les spécificités doivent être gardées en mémoire.

À terme, la construction d'un marché européen de l'énergie est de nature à profiter à tous les consommateurs sur le plan de la concurrence, de l'innovation, de la sécurité des approvisionnements. La construction de ce marché unique combine d'une façon complexe des éléments techniques, économiques, industriels, politiques, institutionnels. C'est un processus long, difficile, parfois douloureux, dans la mesure où les fondamentaux de l'énergie paraissent durablement orientés à la hausse, pour les combustibles fossiles mais aussi pour l'électricité. Un marché unique est toutefois susceptible de donner à l'Europe un avantage compétitif important dans le long terme et de renforcer le leadership européen pour la construction d'un futur énergétique mondial conforme aux objectifs de développement durable.

Nous avons choisi de focaliser notre approche sur l'aspect institutionnel parce qu'il nous apparaît comme la force motrice de la construction européenne dans une dynamique qui implique la Commission, le Conseil des ministres, le Parlement, les États-membres, les autorités de la concurrence, les régulateurs.

Nous pensons que la France a un rôle important à jouer dans une dynamique européenne qui tend à privilégier les actions de coordination.

Nos principales recommandations visent à renforcer le pouvoir de certaines entités de façon à accélérer l'harmonisation des procédures et des standards, la coordination, la circulation de l'information, la transparence :

• renforcer l'indépendance des régulateurs nationaux et s'assurer notamment que la défense de l'intérêt collectif passe bien avant celle des intérêts particuliers (opérateurs et aussi intérêts à court terme des consommateurs). On pourrait concevoir que chaque année le Rapport de la CRE soit soumis au Parlement pour avis ce qui renforcerait le pouvoir d'indépendance de cette institution ;

• renforcer le pouvoir des régulateurs européens (ERGEG-Plus) et harmoniser les périmètres d'action des divers régulateurs européens ; tous ne bénéficient pas de la même indépendance et des mêmes pouvoirs. La convergence des décisions des régulateurs n'est dès lors pas garantie si les champs de compétences ne se recouvrent pas. Il faut certes éviter de donner trop de pouvoirs à des structures informelles (un club en l'espèce) mais la crédibilité de décisions prises en commun sera accrue si ces décisions portent sur des domaines qui relèvent réellement de la compétence de chacun. Il faudrait en particulier que le club des régulateurs puisse établir un « code de bonne conduite » qui fixe des règles communes pour l'accès aux réseaux, le traitement des congestions et du transit et même les règles de réciprocité à suggérer lorsque des opérateurs extérieurs à l'Union européenne souhaitent bénéficier d'un accès aux réseaux européens ;

• renforcer le pouvoir de l'association des opérateurs de réseaux. Il faut toutefois éviter des conflits potentiels liés à des chevauchements de compétences entre régulateurs et gestionnaires de réseaux. Le club des gestionnaires de réseau (en gaz comme en électricité) ne doit pas échapper au

pouvoir du club des régulateurs (ERGEG-Plus) ; les deux doivent collaborer, notamment pour ce qui touche à la programmation des investissements, mais il faut éviter un processus qui conduirait à une sorte « d'auto-régulation » de la part des gestionnaires de réseaux, dont le pouvoir de « lobbying » pourrait être important… ;

• coordonner et créer les impulsions nécessaires pour les investissements du futur. Cette problématique des investissements doit être posée au niveau européen. On pourrait concevoir que le système de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) en vigueur en France pour l'électricité soit étendu à l'ensemble de l'Union européenne mais sa mise en place pose des problèmes. Nous proposons une procédure d'attribution centralisée par enchères de contrats de long terme qui pourrait être mis en place dans un premier temps par les pays de la plaque continentale. Sans privilégier une « Europe à deux vitesses » on peut envisager que la collaboration soit intensifiée entre certains pays soucieux d'aller plus loin et plus vite dans la création d'un marché unique, un « Schengen de l'énergie ». Notre approche est fondée sur l'idée que l'on irait progressivement, au moins sur la plaque continentale, vers un seul réseau, un seul organisme de régulation et un seul marché ;

• stimuler les investissements des GRT. Le rôle des GRT est de s'assurer que les entrants pourront sans difficulté intervenir sur le marché ; en gaz il existe actuellement de nombreux projets de construction de terminaux méthaniers afin d'importer du gaz pour produire de l'électricité ; tous ces projets ne se feront peut-être pas mais il faut que le gestionnaire de réseau investisse dans des installations nouvelles ou renforce les installations existantes au niveau des gazoducs de transport pour permettre à ce gaz de pénétrer sur le marché français. Cela signifie qu'il ne faut pas hésiter à créer de la surcapacité au niveau des tuyaux de transport du gaz. Cette surcapacité aura certes un coût au niveau des péages mais ce surcoût devrait être plus que compensé par des gains au niveau de l'achat de la molécule de gaz. Les prix du marché *spot* sont aujourd'hui plus faibles que les prix des contrats à long terme. Pour impulser de la concurrence il faut accepter un peu de surcapacité au niveau du transport et cela est vrai aussi avec l'électricité. Un réseau de transport tout juste calibré sur les contrats de capacité d'accès au réseau déjà signés ne permet pas à des entrants de conquérir des parts de marché en profitant à court terme des opportunités offertes par les marchés « *spot* ». C'est en outre un comportement qui renforce l'indépendance des gestionnaires de réseaux à l'égard des opérateurs historiques puisqu'on ne peut plus alors les accuser de faire de la forclusion ;

• s'assurer que l'indépendance des gestionnaires de réseaux ne se traduise pas à terme par un contrôle des réseaux européens par des entreprises ou groupes financiers totalement extérieurs à l'Union européenne. Qui contrôle les réseaux contrôle le marché ou du moins est en mesure d'exercer un certain pouvoir sur ce marché. L'indépendance des réseaux est au cœur du système et il ne faut pas fragiliser cette indépendance en exigeant l' « *ownership unbundling* », notamment pour le gaz naturel, si celle-ci pro-

fite d'abord à des fonds de pension ou à des fournisseurs de l'Union dont la neutralité ne sera pas la préoccupation centrale ;

- nous pensons enfin que les prix et les tarifs doivent être progressivement adaptés pour qu'ils envoient les vrais signaux de marché, ceux qui reflètent les coûts des investissements que nous avons à faire, au niveau européen, pour construire un système énergétique qui soit compétitif, sûr et qui participe au développement durable. Accepter que les tarifs réglementés disparaissent à terme paraît inévitable ce qui n'exclut pas que, via des accords entre pouvoirs publics et opérateurs historiques, des formules contractuelles puissent être trouvées pour garantir des prix raisonnables et stables à une clientèle dont les besoins sont modestes et le pouvoir de négociation faible.

Annexe

Impact des interconnexions électriques

1. Cas France/Allemagne : interconnexion sans congestion

Sur le marché intégré franco-allemand, la centrale à gaz allemande est marginale une grande partie de l'année. Le prix allemand p_2 devient le prix directeur et EDF aligne son prix intérieur sur ce prix p_2. L'équilibre initial en France (p_1, q_1) se déplace en (p_1', q_1') et la différence (p_1', q_1) correspond à la rente unitaire nucléaire accaparée par EDF. Le surplus du consommateur français diminue. L'équilibre n'est pas modifié en Allemagne. On pouvait s'attendre en théorie à une baisse du prix allemand et à une faible hausse concomitante du prix français suite à une exportation nette d'électricité de France vers l'Allemagne. Une telle exportation existe aux heures creuses mais aux heures pleines et/ou de pointe la France importe de l'électricité d'Allemagne. L'insuffisance de la part du nucléaire dans le « *mix* franco-allemand » de production explique que le prix allemand soit directeur une bonne partie de l'année et ce prix est aligné sur le coût de production du kWh sortie centrale à gaz (ou à défaut centrale au charbon, y compris le coût d'acquisition des permis de CO_2).

2. Cas France/Italie : interconnexion avec congestion

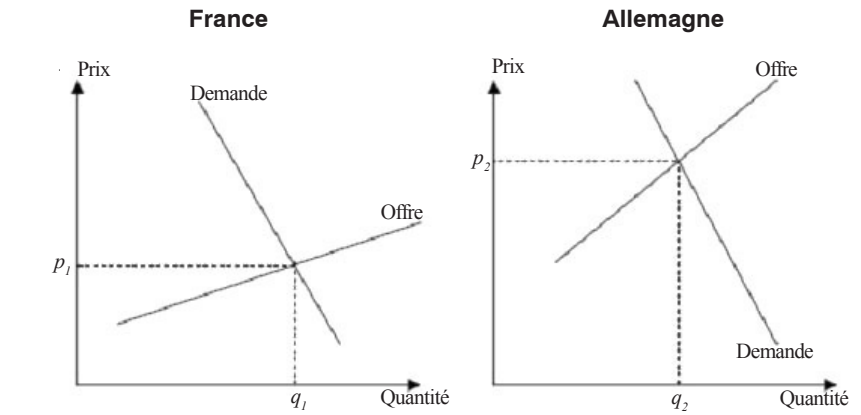
L'interconnexion partielle entre les deux marchés permet à EDF d'accroître son offre totale à q_T, d'exporter la quantité $(q_T - q_1'')$ considérée comme prioritaire et de vendre sur le marché national la quantité $(q_1'' < q_1)$. L'offre de kWh d'EDF s'accroît face à une demande franco-italienne plus élevée mais la quantité vendue sur le marché français diminue légèrement, la différence entre l'offre d'EDF et la demande nationale correspondant aux exportations de France vers l'Italie ; cette fois le prix français est le prix directeur mais la convergence des prix entre la France et l'Italie n'est pas totale puisqu'il existe une congestion aux frontières. La hausse du prix français de p_1 à p_1'' réduit légèrement la demande en France, ce qui se traduit par une baisse du surplus du consommateur. L'importation d'électricité permet d'accroître l'offre sur le marché italien ; l'équilibre se déplace de (p_3, q_3) à (p_3', q_3'). Le consommateur italien est gagnant mais le pro-

ducteur italien réduit son offre qui passe de q_3 à q_N.Le producteur italien subit donc une perte de surplus. Du fait de la congestion, le prix italien p_3' reste supérieur au prix français p_1'' et le différentiel $\left(p_3' - p_1''\right)$ correspond à une rente de congestion (EDF vend ses kWh à un prix plus élevé en Italie qu'en France).

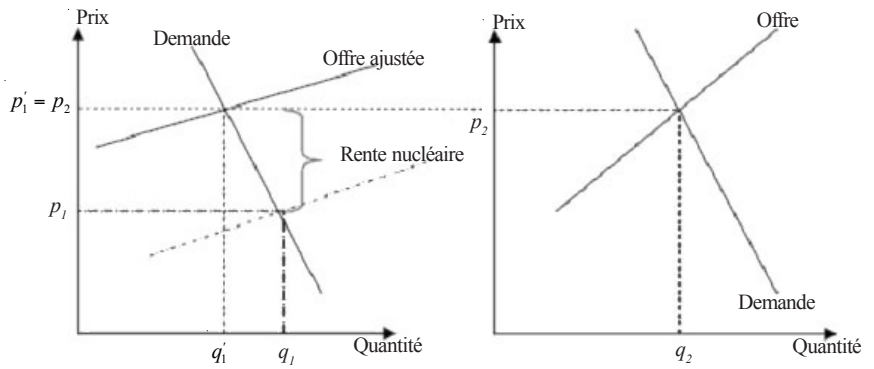
Au total EDF profite d'une rente différentielle (nucléaire) du fait des bonnes interconnexions entre la France et l'Allemagne dans un contexte où le parc électrique allemand est sous-optimal en structure, et d'une rente de congestion du fait des interconnexions insuffisantes entre la France et l'Italie. Une meilleure programmation coordonnée des investissements électriques en Europe (faisant davantage appel au nucléaire) combinée à un développement des interconnexions devrait donc permettre une meilleure convergence à la baisse des prix de l'électricité pour le consommateur européen.

1. Impact des interconnexions électriques : cas France/Allemagne

a. Hors interconnexion



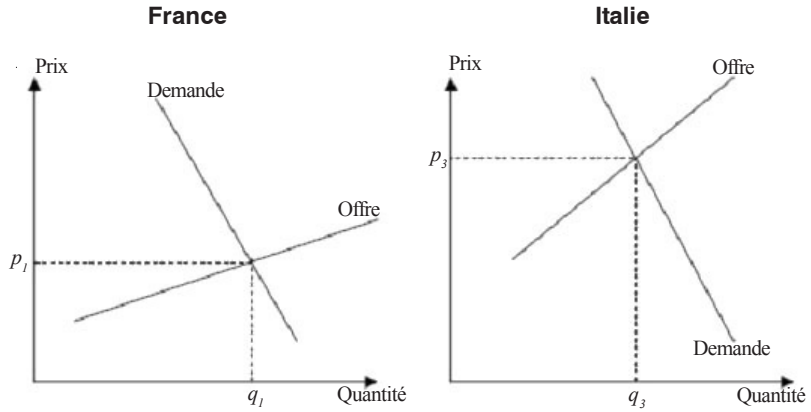
b. Avec interconnexion sans congestion(*)



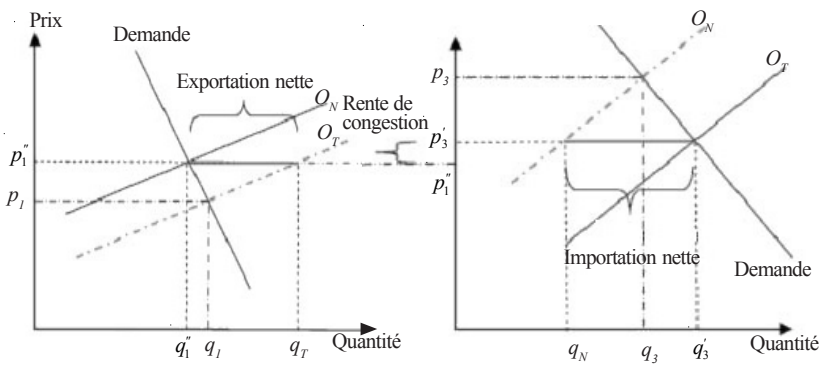
Note : (*) Échanges équilibrés ; importation = exportation. En l'absence de congestion, EDF s'aligne sur le prix allemand plus rémunérateur.

2. Impact des interconnexions électriques : cas France/Italie

a. Hors interconnexion



b. Avec interconnexion et congestion(*)



Note : (*) France exportatrice nette vers l'Italie. La congestion limite les arbitrages entre les deux marchés.

Références bibliographiques

Agence internationale de l'énergie (AIE) (2004) : *Security of Gas Supply in Open Markets*.

Averch H. et L. Johnson (1962) : « Behavior of the Firm Under Regulatory Constraints », *American Economic Review*, n° 52, pp. 1052-1069.

Bouneau C., Derdevet M., Percebois J. (2007) *Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle*,Timée-Éditions, Paris

Capgemini (2006) : *Observatoire européen des marchés de l'énergie*, octobre.

Cavicchi J. (2007) : « 3 US Centralized Wholesale Electricity Markets: An Update », *International Association for Energy Economics*, Newsletter, 1er trimestre.

Chevalier J-M. et J-H. Keppler (2006) : *Le marché français de l'électricité : état des lieux, analyse, remèdes*, Rapport pour Direct Energie, CGEMP, Université Paris-Dauphine.

Commission de régulation de l'énergie (CRE) (2006) : *Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz*, 4e trimestre.

Commission des communautés européennes (2007a) : *Perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité*, Communication du 10 janvier.

Commission des communautés européennes (2007b) : *Priority Interconnection Plan*, Communication au Conseil et au Parlement européen, 10 janvier.

Commission des communautés européennes (2007c) : *Rapport final*, Communication de la Commission, Enquête SEC (2006) 1724, 10 janvier.

Commission européenne (DG Compétition) (2007) : *Report on Energy Sector Inquiry*, 10 janvier.

EFET (2003) : « Transparency and Availability of Information in Continental European Wholesale Electricity Markets », *Position Paper*, juillet.

ERGEG (2006) : « Guidelines of Good Practice on Information Management and Transparency in Electricity Markets », E05-EMK-06-10.

ETSO (2005) : *List of Data European TSOs Need to Pursue Optimal Use of the Existing Transmission Infrastructure*, décembre.

Finon D. et V. Pignon (2006) : « Électricité et sécurité de fourniture de long terme. La recherche d'instruments réglementaires respectueux du marché électrique », *Économies et Sociétés*, Série énergie, n° 10.

Glachant J-M. et F. Lévêque (2005) : « Electricity Internal Market in the European Union: What to Do Next? », *MIT Working Paper*, n° 2005-015, septembre.

Glachant J-M., R. Belmans et L. Meeus (2006) : « Implementing the European Internal Energy Market in 2005-2009 », *European Review of Energy Markets*, vol. 1, n° 3, novembre.

Institut Montaigne (2007) : *Quelles politiques de l'énergie pour l'Union européenne ?*.

Joskow P. (2006) : « Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity », *CEEPR-MIT Working Paper*, n° 06-009.

Neuhoff K. et C. von Hirschhausen (2005) : « Long Term Versus Short Term Contracts: An European Perspective on Natural Gas », *DIW Berlin CWPE*, n° 0539.

Neumann A. et C. von Hirschhausen (2005) : « Long Term Contracts for Natural Gas: An Empirical Analysis », *DIW Berlin WP*, n° GG-13.

Office parlementaire d'évaluation de la législation (2006) : *Les autorités administratives indépendantes : évaluation d'un objet juridique non identifié*, par Patrice Gélard, Sénateur, n° 3166 Assemblée nationale, n° 404 Sénat, tome II, pp. 9 et 10.

Pozzi C. (2007) : « The Relationship Between Spot and Forward Prices in Electricity Markets », chapitre 9 in *The Econometrics of Energy Systems*, Keppler, Bourbonnais et Girod (eds), Palgrave-Macmillan, pp. 186-206.

Spector D. (2007) : *Électricité : faut-il désespérer du marché ?*, Collections du CEPREMAP, Éditions Rue d'Ulm/Presses de l'ENS, 56 p.

Thomas S. (2006) : « Understanding European Policy on the Internal Market for Electricity and Gas. Evaluation of the Electricity and Gas Directives » in *Public Services International Research Unit* (PSIRU), Business School, University of Greenwich, Londres, septembre.

von Hirschhausen C., H. Weigt et G. Zachmann (2006) : « Price Formation and Market Power in Germany's Wholesale Electricity Markets », *Dresden University of Technology and Drewag Chair for Energy Economics*.

de Vries L.J. (dir.) (2006) : *Choices End Constraints in the Design of European Electricity Markets,* Next Generation Infrastructures Foundation.

Remerciements

Ce rapport doit beaucoup aux nombreuses discussions que nous avons pu avoir avec des personnes qui connaissent bien les industries européennes du gaz et de l'électricité. Nous avons beaucoup privilégié les contacts institutionnels même si, informellement, nous avons eu beaucoup de contacts avec les plus hauts responsables des entreprises du secteur. Que soient plus particulièrement remerciés :

Heinz Hilbrecht
Directeur aux Énergies conventionnelles, DGTREN, Commission européenne

Philippe de Ladoucette
Président de la CRE

Philippe Lowe
Directeur général de la Concurrence, DGCOMP, Commission européenne

Dominique Maillard
Directeur général de l'Énergie et des Matières premières, puis Président du RTE

Claude Mandil
Directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie

Dominique Ristori
Directeur général adjoint pour l'Énergie et les Transports, DGTREN, Commission européenne.

Benoît Sévi
Maître de conférences, Université d'Angers

Steve Smith
Managing Director, Markets, OFGEM

Philippe Chalmin, Professeur à l'Université Paris-Dauphine et *Élie Cohen*, Directeur de recherche au CNRS, tous deux membres du Conseil d'analyse économique pour leurs commentaires et questions au sein du CAE.

Toute l'équipe du Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (CGEMP) de l'Université Paris-Dauphine :
les Professeurs *Patrice Geoffron* et *Jan Keppler*, *Pierre Zaleski*, *Sophie Méritet*, *Fabienne Salün* et *Michel Cruciani*.

Commentaire

Philippe Chalmin
Professeur à l'Université Paris-Dauphine

On ne peut traiter les marchés de l'électricité et du gaz comme de classiques marchés de matières premières pour lesquels il suffirait d'appliquer de simples règles de contrôle de la transparence des mécanismes de formation des prix et de respect des principes de la concurrence.

Longtemps en France électricité et gaz (tant production que distribution) ont été considérés comme des « services publics » (une notion intraduisible en anglais). On peut au moins parler à leur propos de biens essentiels dont la place est fondamentale tant en termes de choix de société que de maîtrise de l'environnement. Il est donc parfaitement logique et légitime qu'il y ait en Europe comme ailleurs une politique de l'énergie celle-ci visant certes à une harmonisation des pratiques nationales, à une meilleure régulation des marchés et des approvisionnements mais surtout à la prise en compte de choix collectifs d'autant plus importants que l'Europe fait figure de référence au niveau mondial en termes énergétiques et même environnementaux. Tout irait donc dans le sens d'une certaine rationalité si en même temps on n'était confronté à une volonté manifeste à Bruxelles de libéraliser les marchés, de casser les monopoles, d'ouvrir grandes les portes de la concurrence. C'est là bien sûr un objectif louable et légitime lorsqu'il s'agit par exemple de séparer le contrôle des réseaux de celui de la distribution (encore que pareil souci ne soit pas exprimé dans d'autres secteurs comme celui de la grande distribution alimentaire…).

Mais ceci débouche sur quelques paradoxes : tout d'abord celui de favoriser le court terme et des marchés dérivés dont l'efficience économique laisse à désirer par rapport aux outils de long terme, gages d'une plus grande stabilité : pourquoi ainsi condamner les contrats de long terme sur le gaz au profit de marchés qui en Europe (mais aussi aux États-Unis) sont loin d'avoir fait leurs preuves. Le paradoxe est aussi de ne pas couvrir l'ensemble de la

filière et de laisser subsister à l'amont des situations quasi monopolistiques de fournisseurs de gaz naturel comme Gazprom ou Sonatrach (la situation est totalement différente de ce point de vue aux États-Unis).

Au fond on a l'impression que le législateur européen chasse deux lièvres à la fois et ceci est illustré par les stratégies divergentes de deux des grandes « directions générales » de la Commission de Bruxelles : la « DG Énergie » cherche à développer un « agir européen » en matière énergétique (un peu comme il y eut à partir de 1962 un « agir agricole » avec la Politique Agricole Commune qui contribua de manière essentielle à forger l'identité européenne). Force est de constater les difficultés rencontrées pour s'imposer face à des modèles nationaux fortement typés (il en était de même en agriculture en 1958) et en l'absence surtout de volonté politique forte : il y eut une PAC, il y eut un euro, il n'y a pas de volonté énergétique commune. En face la « DG Concurrence » a paradoxalement aujourd'hui beaucoup plus de légitimité politique dans une vison de plus en plus « anglo-saxonne » de l'Europe. Mais ce qui peut se comprendre en matière d'accès à Internet ou de monopoles informatiques, peut-il s'appliquer aux problématiques énergétiques et c'est un euphémisme que de constater la faible capacité des autorités européennes de la concurrence à définir une stratégie énergétique cohérente.

Dans cette perspective, comment situer les principales conclusions du rapport présenté au CAE ?

On ne peut que souscrire à l'idée du renforcement de la régulation et surtout de la gouvernance énergétique européenne. À vrai dire cette dernière n'existant pas, il s'agirait même plutôt de la créer ! La suggestion de mise en place d' « ERGEG+ » et d' « ETSO+ » va bien dans ce sens mais on peut trouver là les auteurs du rapport un peu timides et regretter qu'ils n'aillent pas plus loin que ce qui est un stade de coordination améliorée.

Excellente aussi l'idée d'un « Schengen » de l'énergie. Mais celle-ci pose des problèmes de réalisation si elle se limite aux seuls pays du cœur du continent. La réalité des marchés est en effet plus large avec en particulier le NBP britannique pour le gaz et le Nord Pool scandinave pour l'électricité : ceux-ci pourraient-ils être tenus à l'écart de cet espace de circulation plus ou moins libre ?

La question de l'entretien de surcapacités quasi structurelles mériterait aussi d'être approfondie. On cite bien sûr le cas de la rupture d'approvisionnement gazier d'octobre/novembre 2006. Mais à d'autres moments n'y a-t-il pas des flux pratiquement gratuits, notamment de gaz « fatal » en provenance de Norvège ?

Au fond la vraie question demeure bien celle de la transmission des signaux du marché à la formation des prix et des tarifs de l'énergie en Europe. Or force est de constater qu'à ce stade de leur développement, les marchés européens de l'énergie demeurent imparfaits, peu liquides ni même

souvent représentatifs de la réalité des « fondamentaux ». À ce niveau d'ailleurs, l'exemple des États-Unis (en ce qui concerne l'électricité) n'est guère convaincant.

On en revient là au point fondamental que soulève le rapport. Les autorités bruxelloises estiment que le seul fonctionnement du marché mâtiné de quelques régulations peut tenir lieu de politique énergétique à l'Europe. L'expérience du fonctionnement de ces marchés au quotidien montre que ce n'est pas le cas : d'une part, comparés à ceux d'autres matières premières, les marchés de l'électricité et du gaz sont beaucoup plus complexes et techniques (relation entre physique et papier, marchés dérivés…), moins liquides et plus difficiles à interpréter et à organiser.

D'autre part, ils se révèlent incapables de prendre en compte les enjeux de moyen et de long terme de l'espace énergétique européen. Le risque est là une fois de plus de mettre la « charrue » du marché avant les « bœufs » de la gouvernance et surtout de l'intérêt public.

Commentaire

Élie Cohen

Directeur de recherche au CNRS-FNSP

Introduction

Le rapport qui nous est présenté procède par glissements successifs. L'interrogation initiale porte sur les mécanismes de formation des prix du gaz et de l'électricité en Europe. Mais la complexité géopolitique, économique et technique de ces mécanismes est telle qu'elle incite les auteurs à élargir leur objet à l'ensemble des facteurs affectant les prix. S'agissant de plus de marchés régulés, les auteurs se livrent à une description longue et minutieuse des institutions et des instruments de la régulation européenne. Le constat de dysfonctionnements de ces marchés étant établi, ils sont conduits à proposer des réformes des politiques et des instruments d'intervention européens.

Ce rapport est donc utile à de multiples titres. Il tente d'expliquer des phénomènes curieux comme l'accrochage des prix de gros électriques français sur les prix allemands malgré des bouquets énergétiques différents. Il tente de rendre compte des logiques à l'œuvre en matière de politiques européennes de l'énergie et de l'environnement. Il propose des aménagements institutionnels fondés sur la coordination des régulateurs pour régler les problèmes actuels.

Dans cette contribution, nous entendons dans un premier temps revenir sur l'analyse des mécanismes de marché électrique et gazier proposé par les auteurs. Les dysfonctionnements des marchés et les échecs de la régulation posent en effet des problèmes de « design institutionnel ». Après quoi nous questionnerons la lecture faite par les auteurs tant des politiques énergétiques européennes que de la régulation des marchés. Enfin nous reviendrons sur les propositions faites par les auteurs pour un meilleur fonctionnement des marchés européens de l'énergie. Notre thèse centrale est qu'il y

a conflit d'objectifs dans les politiques poursuivies, régulation inadaptée, et objectifs de libéralisation déconnectés des enjeux réels.

1. Marchés de l'électricité et du gaz : les coordonnées de l'action

Pour des raisons tant géopolitiques que de rareté physique, les prix du pétrole et du gaz sont durablement orientés à la hausse. Que le *peak oil* soit déjà atteint ou en passe de l'être, il constitue notre horizon indépassable et produit déjà des effets sur les prix. Comme par ailleurs l'essentiel des réserves est contrôlé par des pays producteurs s'adonnant à de nouvelles formes de souverainisme pétrolier, ou est localisée dans des zones instables, la tendance à la hausse des prix du pétrole et du gaz est durable. Comme enfin de nouveaux consommateurs pétro-intensifs montent en puissance, le phénomène peut s'emballer.

S'agissant de l'Europe, des stratégies nationales au long cours ont abouti à des bouquets énergétiques très variés. Le bouquet allemand est à base charbonnière, il doit être dénucléarisé à terme, et il doit être largement décarboné compte tenu des engagements pris en matière de réduction des émissions de GES. Le bouquet français à l'inverse est à 95 % hydraulique et nucléaire. La France n'est donc pas confrontée au même problème de décarbonation. Les bouquets nordiques sont à dominante hydraulique. Quant au bouquet britannique, il est à dominante gazière. Le nucléaire ancien doit être remplacé faute de quoi la dépendance gazière s'aggravera au moment où les réserves de la Mer du Nord s'épuisent.

Enfin du fait de ses propriétés physiques, l'électricité ne se stocke pas, ce qui suppose une capacité installée à même de faire face à tous les états de la demande en temps réel.

Peut-on expliquer, à partir de ces paramètres, les dérèglements récents de ces marchés.

1.1. L'accrochage des prix français sur les prix allemands

On a pu observer au cours des dernières années une hausse parallèle des prix de gros de l'électricité en Allemagne et en France alors que les bouquets énergétiques et les marges de capacité des deux pays sont très différents. L'explication proposée tient habituellement en trois points :

- intégration des marchés dans un contexte de libéralisation ;
- effet carbone (marché des permis GES) ;
- pratiques anticoncurrentielles : ces explications sont insuffisantes.

En Allemagne, l'unité marginale est à base de charbon ou de gaz or entre juillet 2004 et septembre 2006 le charbon baisse et le prix de l'élec-

tricité s'est envolé. Force est donc de constater un dysfonctionnement du marché même si on ajoute un prix théorique du carbone (Allocation gratuite de permis d'émission de GES).

Si l'intégration européenne progresse avec un usage plus grand des interconnexions, on ne comprend pas pour autant l'envolée des prix. En fait, ce sont les bourses électriques qui sont à la base du phénomène observé : l'interdépendance obligée des bourses a abouti à l'assèchement de Powernext lorsque le tarif retour a été adopté en France. Dès lors Powernext s'est mis à la remorque du marché allemand. Du fait de l'observation de phénomènes de superpointe en France et de l'alignement de la prime de risque française sur le marché allemand, les prix se sont alignés. En résumé l'effet carbone a généré des profits exceptionnels pour les exploitants allemands. La superpointe française et l'étroitesse du marché Powernext ont accru la prime de risque. Enfin l'absence de fluidité du marché allemand a accru les présomptions anciennes de collusion entre opérateurs en Allemagne

1.2. L'indexation du gaz sur le pétrole

S'agissant de la formation des prix du gaz sur les marchés européens, la libéralisation n'a guère eu d'effet sur le coût de la ressource primaire qui reste indexée sur le cours du pétrole. Le rapport explique les raisons historiques de cet accrochage alors que les problèmes de rareté ne se posent pas dans les mêmes termes et que les modèles économiques sont différents surtout depuis le développement du GNL. Les auteurs rappellent que la Commission européenne n'a guère de pouvoir de régulation sur l'amont gazier (exploration-production) tenu par les pays producteurs. L'ouverture des marchés européens, consécutive à la fin des monopoles d'importation, a donc eu pour effet paradoxal de fragiliser les importateurs tout en permettant un accès non réciproque aux marchés des pays développés. Dans un tel contexte, on attendrait des autorités européennes un renforcement des atouts des opérateurs gaziers européens notamment pour peser sur la formation des prix gaziers or le souci majeur de la Commission a été l'*ownership unbundling* et le *gas release*.

Je cite :

• « La Commission souhaite que les fournisseurs s'approvisionnent en priorité sur le marché *spot* » ;

• « La durée des contrats entre fournisseurs européens et clients éligibles est actuellement trop longue selon Bruxelles… les clauses de reconduction tacite des contrats constituent des obstacles à la concurrence ».

Ces deux exemples empiriques permettent d'établir :

• la libéralisation et l'instauration de la concurrence peuvent aboutir à la hausse des prix si des opérateurs décisifs de la chaîne de valeur échappent à tout contrôle ;

• la combinaison d'interventions politiques et de logiques de marché peut se traduire par la création de rentes et des dysfonctionnements de marché ;

• la pluralité des objectifs poursuivis peut avoir pour effet de cumuler les inconvénients.

En adoptant un parti pris systématiquement descriptif et institutionnel les auteurs du rapport entendent conserver une neutralité de bon aloi et être techniques dans leur approche. Mais ce faisant ils postulent une cohérence entre politiques et ils feignent de croire que l'*institutional design* est amendable aux marges, ce que leur propre analyse rend peu crédible. Or la situation présente pose quatre types de problèmes :

• compatibilité des différentes politiques poursuivies ;

• *institutional* et *market design*, rôle des opérateurs historiques, des régulateurs nationaux et européens ;

• légitimité d'une libéralisation qui provoque hausse des prix et manipulation des marchés ;

• utilité d'une réforme dont aucun acteur ne voit les bénéfices et dont les coûts peuvent s'élever avec l'irruption du néo-souverainisme.

2. Politique énergétique européenne : une harmonie postulée

La Commission européenne poursuit en parallèle trois objectifs politiques : la sécurité d'approvisionnement, la compétitivité et la protection de l'environnement. Ces objectifs ont été entérinés par le Conseil européen en mars 2007. La Commission entend tout à la fois achever le marché unique et en renforcer la compétitivité, décarboner l'économie européenne et sécuriser l'approvisionnement des pays en les protégeant notamment contre les effets du néo-souverainisme gazier russe.

En fait ces politiques que l'on veut rendre compatibles ont des histoires différentes, ne présentent pas le même degré d'urgence et sont portées par des DG communautaires différentes. Plutôt que de supposer leur compatibilité mieux vaut admettre leurs contradictions partielles et raisonner en termes d'arbitrage, d'équilibres et de compromis[1].

Ces trois objectifs sont en effet partiellement contradictoires.

La sécurité d'approvisionnement suppose des investissements importants réalisés dans une perspective de long terme, des surcapacités acceptées, des acteurs économiques puissants. Ces objectifs sont en grande partie incompatibles avec une libéralisation qui favorise les nouveaux entrants désintègre verticalement les opérateurs historiques et impose une gestion tendue des investissements.

(1) Sur la notion de « *trade off* » en matière énergétique *cf*. Roller et *alii* (2007) : « Energy : Choices for Europe », *Bruegel Blueprint Series*, mars.

La lutte contre le réchauffement climatique suppose de décarboner l'économie et d'abord la production d'énergie ce qui passe par un développement massif du nucléaire de l'hydraulique et des énergies renouvelables. Cette logique entre en conflit avec la logique de libéralisation qui suppose d'éviter de renchérir les coûts de production européens. C'est ainsi qu'on a distribué généreusement des permis gratuits d'émission de GES en Allemagne au risque de conférer durablement un avantage compétitif aux centrales au charbon fortement émettrices de GES.

Enfin les objectifs de libéralisation et de sécurité d'approvisionnement sont aussi partiellement contradictoires, il suffit de considérer les dernières propositions la Commission sur l'*ownership unbundling* et les précautions qu'entend prendre José Manuel Barroso à l'égard de Gazprom pour s'en convaincre.

Poursuivre plusieurs objectifs partiellement contradictoires sans penser *a priori* les formes et les modalités de l'arbitrage peut produire deux effets : une succession incohérente de décisions ou la domination de fait d'une orientation servie par des acteurs en position d'imposer leurs choix.

3. La libéralisation une priorité de fait

Tout se passe comme si l'enjeu du climat était central et qu'en pratique, on poursuivait avec application un objectif plus ancien et autrement plus impératif, la libéralisation.

L'enjeu climatique est central assurément les déclarations solennelles de janvier et mars 2007 en attestent. La politique des 3 x 20 est devenue une politique commune, mais elle n'a pas la force contraignante de la libéralisation[(2)]. Rien en effet ne vient soutenir théoriquement, économiquement et politiquement l'engagement du triple 20, on sait en particulier que les décisions d'investissement sont fonction du taux d'actualisation retenu, plus il est faible, plus le point de vue de long terme est privilégié et plus on a de chances de réaliser l'objectif de lutte contre le réchauffement[(3)]. En l'absence de tels engagements, l'objectif climatique risque de rester lettre morte.

La remise en cause des contrats d'approvisionnement à long terme en matière gazière, la désintégration verticale en matière électrique et gazière, l'*a priori* hostile aux champions européens, le traitement des manquements nationaux par l'imposition de règles communes (*ownership unbundling* pour tous alors que nul ne conteste l'autonomie de RTE) : tout indique que la priorité de fait est à la libéralisation. Comme la Commission découvre les risques de cette politique, elle invente des dispositifs *ad hoc* comme la protection des actifs énergétiques européens. En effet des réseaux de transport et de distribution désintégrés verticalement et privatisés fournissent des

(2) Objectifs 2020 : 20 % d'énergies renouvelables dans le bouquet énergétique européen, 20 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre, 20 % d'efficacité énergétique.

(3) *Cf.* Claude Crampes 20 % by 2020. *Cf.* UE Energy Policy Blog : http://energypolicyblog.com

proies idéales pour Gazprom et autres Sonatrach. Ainsi, après avoir pris le risque d'affaiblir des acteurs historiques comme GDF s'ils venaient à être dépouillés des réseaux de transport et de distribution alors qu'ils n'ont pas accès à l'amont gazier, la Commission invente des rustines contre Gazprom alors qu'il est déjà présent sur le marché européen de la distribution et de la commercialisation.

4. *Design* institutionnel et régulation

Autant le choix de la libéralisation des « *utilities* » est peu contestable lorsqu'il s'agit de bâtir un marché unique, autant la réflexion sur le design institutionnel doit être centrale dans un secteur qui mêle éléments de monopole naturel et de concurrence, objectifs de sécurité énergétique et de compétitivité, intégration des marchés nationaux et diversifié des bouquets énergétiques. Or, pour l'essentiel les auteurs du rapport croient aux vertus de l'aménagement à la marge des règles actuelles de régulation.

Comment favoriser l'accès au marché des nouveaux entrants sans casser les opérateurs intégrés efficaces ? Comment faire une place aux énergies renouvelables sans introduire de nouvelles distorsions dans les incitations à investir ? Comment favoriser la coordination voire l'intégration des vingt-sept réseaux de transport sans céder ni à l'illusion de la coordination, ni à la pensée magique en conférant à l'*ownership unbundling* des vertus de concentration des réseaux qu'il n'a pas ? Faut-il un régulateur européen et si oui quels pouvoirs lui conférer et comment l'articuler aux régulateurs locaux ? Peut-on généraliser un système de fixation des prix par les marchés quand il se traduit par une hausse forte des prix (problème d'économie politique) des manipulations de marché *(cf.* ci-dessus) et la mise en cause du choix du nucléaire ?

Comment surveiller le marché et éviter les épisodes Enron Amaranth, je cite à nouveau les auteurs : « Les marchés européens qui demeurent fortement oligopolistiques apparaissent comme un terrain privilégié pour la manipulation. […] Le principe d'une manipulation à terme repose sur des opérations simultanées sur le marché *spot* et sur le marché à terme ».

On le voit, arbitrer entre politiques n'est pas sans coût, postuler la congruence des politiques est illusoire, penser la régulation et le design institutionnel dans un contexte changeant est redoutable.

Mais à l'inverse on peut soutenir que la dimension européenne peut faciliter la recherche d'une cohérence difficile à trouver au niveau de chacun des 27. Ainsi si le nucléaire français et les ressources hydrauliques nordiques étaient mutualisés, si la plaque continentale était parfaitement intégrée, si la sécurité gazière était pensée au niveau européen alors on pourrait sans doute améliorer la performance européenne tant économique qu'environnementale. Encore faut-il avoir une volonté politique partagée et un design institutionnel approprié.

5. Quelles solutions ?

La politique énergétique européenne ne sortira de l'impasse actuelle que si quatre conditions sont remplies :

• hiérarchiser les objectifs : l'enjeu climatique doit devenir central. Il suppose des politiques à très long terme, l'Union européenne est le bon niveau d'intervention, il permet de réorienter les bouquets énergétiques nationaux et d'aller vers la décarbonation des économies européennes. Il y a, en effet, une asymétrie entre objectifs environnementaux qui ne sont portés que par une DG faible et une Commission dont le marché unique, et donc la libéralisation, est la raison d'être. Seule une volonté politique inébranlable peut renforcer la main des tenants de l'enjeu climatique ;

• repenser le design institutionnel. L'intégration des marchés par le développement des interconnexions et par une régulation commune est la deuxième priorité. N'est-il pas dérisoire de plaider pour la coordination des régulateurs et des opérateurs de réseaux au sein de clubs. Le *market monitoring* ne suppose-t-il pas à l'inverse une autorité centrale et un contrôle continu tant pour dissuader prévenir que réprimer ;

• favoriser la formation d'acteurs énergétiques puissants au niveau européen au lieu de s'acharner à vouloir casser les champions européens tels EDF ou Eon. De tels acteurs pourront négocier leurs approvisionnements et faire jouer de strictes règles de réciprocité avec la Russie et les pays producteurs ;

• le combat pour l'ownership unbundling est vain. D'une part la séparation transport/production permet déjà, dans les pays qui l'ont mise en œuvre, un accès libre et transparent aux réseaux. Par ailleurs il est illusoire de croire que 27 réseaux devenus indépendants vont demain fusionner pour donner naissance à un réseau de transport européen. N'est-il pas judicieux de plaider à l'inverse pour la formation d'opérateurs de réseaux régionaux régulés (ISO) par une instance européenne mais contrôlés capitalistiquement par les opérateurs historiques s'ils le souhaitent. La solution d'un *Independant System Operator* (ISO) à l'échelle européenne ou à tout le moins sur la plaque Allemagne-France-Benelux serait bien plus efficace que la multiplication de GRT indépendants.

En conclusion, trois risques majeurs menacent l'édifice de la politique européenne de l'énergie. D'une part, l'inflation des discours qui n'embraient pas sur les réalités, c'est le cas de l'objectif climatique. D'autre part, la révolte des citoyens contre une politique qui renchérit le coût de l'accès à un bien essentiel. Dans ce rapport, les auteurs tiennent la disparition du tarif pour évidente et paraissent souhaiter une part plus importante faite à des prix accrochés au marché *spot*. Ils aiment citer Marcel Boiteux qui a déclaré « que le propre de la libéralisation électrique est qu'elle fait monter les prix », mais ils ne proposent guère de réponse. Enfin les compromis négociés entre États et Commission qui peuvent aboutir à un mauvais design institutionnel comme on a pu le voir avec l'*ownership unbundling*.

Complément

Marchés à terme et marchés dérivés énergétiques : le cas du gaz et de l'électricité

Benoît Sévi

Université d'Angers et CREDEN-Montpellier

1. Introduction

S'agissant des produits dérivés énergétiques, l'attention s'est focalisée ces dernières années sur les « affaires » (*Metallgesellschaft*, crise californienne, *Enron*, *Amaranth*), plutôt que sur la question du développement des marchés. Les interactions entre économie industrielle et finance dans les domaines du gaz et de l'électricité demeurent un sujet peu traité, bien que fondamental dans la perspective d'ouverture des marchés (*cf*. Percebois, 2003, Polo et Scarpa, 2003 et Smeers, 2004)[1].

Nous développons dans ce complément les aspects financiers de la problématique énergie et réseau développée dans ce rapport, et tentons de répondre aux questions suivantes. Quels sont les produits financiers utilisés ? Par quels acteurs ? Les prix des produits de couverture fournissent-ils un signal fiable sur le prix spot futur ? Quelles sont les particularités des biens énergétiques qui limitent l'essor des marchés financiers ? En résumé : comment les marchés financiers de l'énergie se développent-ils ? Sont-ils efficients ?

Le plan de notre contribution sera le suivant. La section 2 présente les principaux produits financiers de gestion du risque utilisés sur les marchés du gaz et de l'électricité. Pour chaque produit, nous nous efforçons de mettre en évidence les caractéristiques spécifiques aux biens considérés. La

(1) Les thèses de Boisseleau (2004) et Sévi (2005) étudient cette question.

section 3 dresse un court panorama des marchés sur lesquels s'échangent ces produits. Nous montrons que les négociations sont principalement bilatérales, c'est-à-dire qu'elles n'ont pas lieu au sein des bourses. La section 4 présente les raisons permettant d'expliquer le faible développement des marchés dérivés du gaz et de l'électricité. La section 5 conclut.

2. Présentation des produits dérivés

2.1. Les contrats *forward*

Comme leur nom l'indique, les contrats *forward* permettent d'acheter ou de vendre à l'avance un bien. Les caractéristiques du contrat (qualité du bien, volume, échéance, lieu de livraison) sont déterminées par les contractants et sont donc variables selon les contrats. Ils ne sont pas échangés au sein d'une bourse mais de gré à gré[(2)]. Une spécificité des contrats *forward* est le risque crédit inhérent aux produits négociés OTC, puisque la qualité de signature du co-contractant n'est jamais garantie. C'est une faiblesse majeure de ce type de contrats, sur laquelle nous revenons en section 4.

L'avantage du contrat *forward* réside dans sa flexibilité puisque toutes les dispositions sont envisageables dès lors que les parties trouvent un accord (qualité particulière d'un bien, lieu de livraison atypique, date d'échéance à la convenance des parties, volume adapté). L'inconvénient majeur, outre le risque de signature, réside dans la quasi-impossibilité de céder le contrat une fois négocié. Les contrats étant généralement adaptés aux besoins très spécifiques des contractants, la probabilité qu'ils correspondent, même de façon approchée, aux besoins d'un autre agent est très faible.

Afin de pallier cette faiblesse, les marchés de l'énergie ont vu l'apparition de contrats *forward* standardisés (Royaume-Uni, Allemagne), dans l'esprit des contrats *futures*, permettant une renégociation plus aisée. Cette standardisation implique *de facto* une moindre adaptation au profil de risque des agents, mais intègre une valeur d'option liée à la possibilité de céder une position courte ou longue sur le marché. Dans le cas de contrats standardisés, l'acte contractuel n'est en effet plus irréversible. La position sur le marché devient modifiable en fonction du flux d'information.

Dans le cas particulier des *commodities*, la structure par terme des prix, c'est-à-dire les prix des contrats *forward* pour différentes échéances dans le futur, demeure difficile à expliquer. La raison en est que les conditions qui permettent d'établir le prix à terme à une échéance donnée pour un sous-jacent financier ne sont pas remplies par les denrées comme le gaz, le pétrole ou l'électricité. Pour un actif financier, les caractéristiques qui per-

(2) On parle aussi de contrats bilatéraux (*bilateral contracts*) ou de marchés *Over-The-Counter* (OTC).

mettent la valorisation d'un contrat à terme standard sont :

- l'absence d'opportunité d'arbitrage (AOA) ;
- l'évaluation neutre au risque ;
- l'abondance de données historiques sur les prix ;
- la possibilité de répliquer le contrat à terme par des positions optionnelles.

L'AOA nous dit qu'il n'est pas possible de tirer un bénéfice certain d'une stratégie qui ne demande pas d'investissement de départ(3). L'évaluation neutre au risque, permettant de se dispenser d'une évaluation subjective de la part des agents, nécessite l'absence d'imperfections de marché que craignent les agents présentant de l'aversion pour le risque. Les données historiques permettent de calculer des moments statistiques (moyennes, variances, etc.) plus robustes et la réplication permet de générer un flux d'informations supérieur sur les différents marchés et limite encore les arbitrages.

Toutes ces hypothèses, qui sont généralement admises sur les marchés financiers, demeurent utopiques sur les marchés de *commodities*. Les marchés ne sont pas suffisamment liquides et présentent trop d'imperfections pour permettre une évaluation neutre au risque. Les données historiques sont encore insuffisantes. De plus, peu d'options existent sur les marchés du gaz et de l'électricité. Enfin, l'élément principal est que le modèle standard de valorisation par AOA, qui peut permettre d'encadrer le prix du contrat à terme entre deux bornes dépendantes du prix spot du sous-jacent, est inadéquat pour ces marchés. L'impossibilité de stocker le bien(4) et donc de le détenir pendant une durée donnée rend impossible la réalisation d'arbitrage de type *cost-of-carry* (*cf.* Eydeland et Geman, 1999).

L'impossibilité de valoriser le contrat à terme d'électricité, et dans une moindre mesure de gaz, en référence au modèle standard, présente l'avantage de laisser au prix la totale liberté de représenter les anticipations des agents, ce qui n'est pas le cas lorsque le prix est contraint. La prime *forward* est alors plus faible. Notons que cette valorisation est plus complexe et nécessite des moyens plus importants de la part des investisseurs (modélisation mathématique, acquisition et validation de l'information, etc.).

---

(3) On parle alors d'arbitrage. Par exemple il ne doit pas être possible d'effectuer un *cash-and-carry arbitrage*, c'est-à-dire emprunter de l'argent pour acheter un bien sur le marché spot et le revendre simultanément à terme. Il ne doit pas être possible non plus d'effectuer un *reverse cash-and-carry arbitrage*, c'est-à-dire vendre à découvert sur le spot, placer la somme obtenue sur le marché de l'argent et acheter à terme simultanément. Ces deux impossibilités fixent un prix pour le contrat à terme selon le modèle dit de *cost-of-carry*. Ce modèle peut néanmoins être nuancé (sinon les marchés à terme n'auraient aucune raison d'être puisque le prix à terme serait une fonction déterministe du prix spot) lorsque apparaissent les imperfections de marché (coûts de transaction, imposition, restrictions sur les ventes à découvert, différentiel de taux emprunteur/prêteur). Sur ce sujet, ainsi que pour toutes les notions afférentes aux contrats à terme, on se reportera à l'ouvrage très pédagogique de Kolb et Overdahl (2006).

(4) Le gaz naturel, contrairement à l'électricité, est stockable mais les possibilités de stockage sont limitées et nécessitent des procédures (enchères, etc.) qui ne sont jamais instantanées. Pour une application financière, on ne peut dans ce cas parler de marché parfait.

2.2. Les contrats *futures*

Les contrats *futures* sont identiques par nature aux contrats *forward*. La différence est d'ordre institutionnel. Les contrats *futures* font l'objet d'un traitement centralisé, c'est-à-dire qu'ils ne sont et ne peuvent être échangés qu'au sein d'une bourse. Cette dernière a la charge d'organiser la négociation du contrat qui est parfaitement standardisé (lieu, date, volume, qualité[5]). La principale différence avec un contrat *forward* réside dans l'absence de risque crédit en raison de la présence d'une chambre de compensation qui est « l'unique acheteur de tous les vendeurs et l'unique vendeur de tous les acheteurs ». La chambre de compensation, pour se protéger, requiert de la part des participants au marché un dépôt de garantie qui doit être reconstitué lorsque les appels de marge sont trop fréquents. Les appels de marge correspondent à la somme potentiellement perdue chaque jour par le détenteur du contrat lorsque le cours n'évolue pas dans un sens favorable. Lorsque l'agent fait défaut, la chambre de compensation liquide immédiatement la position. Elle ne peut donc perdre plus de l'équivalent d'une journée de variation de cours.

À la différence d'un contrat *forward*, pour lequel il n'y a aucun échange monétaire durant la vie du contrat, un contrat *futures* peut faire l'objet d'un grand nombre de versements avant l'échéance en raison des appels de marge. La valorisation d'un contrat *futures* diffère ainsi de celle d'un contrat *forward*, sauf si l'incertitude pesant sur les taux d'intérêt est nulle, ce qui n'est bien sûr jamais vrai[6].

Le principal avantage des contrats *futures* est qu'ils sont plus liquides en raison de leur aspect standardisé. Ces produits peuvent donc servir dans l'optique d'une couverture dynamique car ils engendrent moins de coûts de transaction. On peut alors augmenter ou diminuer sa position sur le marché à terme en fonction des évolutions de prix et des évolutions de volatilité constatées. Une augmentation constante du prix peut amener un agent en position courte (acheteur) à alléger sa position. De même, une variation significative du rapport entre la volatilité du marché à terme et celle du marché spot amènera l'agent en position longue à alléger (hausse du ratio) ou renforcer (baisse du ratio) sa position.

Enfin, une couverture dynamique est d'autant plus appréciable que le risque volumétrique (*cf.* section 4) est significatif. Un agent qui, en raison

(5) À titre d'exemple, on trouvera les caractéristiques précises des contrats *futures* de l'ICE (anciens contrats IPE portant sur le Royaume-Uni, désormais gérés par le *New York Stock Exchange*) aux adresses suivantes : pour l'électricité (https://www.theice.com/productguide/productDetails.do?productId=298&productTypeId=107) et pour le gaz naturel (https://www.theice.com/productguide/productDetails.do?productId=236&productTypeId=1313).

(6) Kolb et Overdahl (2006) présentent plusieurs propriétés intéressantes au sujet du choix du contrat le plus adapté (*forward* ou *futures*) selon que les taux d'intérêt sont positivement ou négativement corrélés avec le prix du bien. L'intuition derrière ces propriétés est que les liquidités obtenues ou versées (appels de marge) en période de hausse ou de baisse peuvent être placées à un plus ou moins bon taux.

d'une météorologie plutôt clémente en hiver, constate que ses ventes stagnent pourra alléger sa position sur le marché à terme s'il est en position longue. Un agent en position courte et qui observe un marché très actif peut renforcer sa position pour ne pas se retrouver dans une situation où il ne pourra pas livrer ses clients.

2.3. Les contrats d'options

Les options sont des droits d'acheter (options d'achat ou *call*) ou de vendre (options de vente ou *put*) un actif (sous-jacent) à un prix déterminé à l'avance (prix d'exercice ou *strike*) à une date donnée (échéance). Hormis les options échangées sur le NordPool, le marché européen des options sur le gaz naturel et l'électricité est exclusivement OTC. Le détenteur de l'option va procéder à l'exercice de son actif si les conditions de marché lui sont favorables. Si ce n'est pas le cas, il abandonne son option. Remarquons que dans le cas d'une option donnant droit à la livraison d'un bien sur une durée donnée, la situation n'est pas aussi simple que dans le cas d'un actif financier où la livraison est instantanée. Pour connaître la valeur de l'option à l'échéance, on recourt alors à la valeur des contrats à terme (*forward* ou *futures*). On parle alors d'options sur *futures* ou d'options sur *forward*.

Prenons un exemple ; le contrat ENOC23Q3-07 du NordPool consiste en une option d'achat pour la livraison, selon un profil de charge spécifié, de 2 208 MWh sur le troisième trimestre de l'année 2007 au prix de 23 euros/MWh. Le jour d'exercice de l'option est fixé au 20 juin 2007[7]. Si à cette date le contrat à terme correspondant a une valeur supérieure, le détenteur de l'option a intérêt à l'exercer. Il obtient alors de l'électricité à un prix inférieur au prix courant. Il détient de fait une position *forward* sur le marché pour le troisième trimestre. C'est une opération qui peut permettre de couvrir la position d'un distributeur qui craint une hausse du prix. Inversement, pour se couvrir contre une baisse des prix sur l'année 2008, un producteur peut acheter une option de vente (par exemple le contrat ENOP30YR-08) de prix d'exercice 30 euros/MWh. Si au 19 décembre 2007, date d'échéance, le prix du contrat à terme 2008 est inférieur à 30 euros, il exercera son option, qui lui permettra de livrer un volume donné d'électricité (8 784 MWh) sur l'année 2008 au prix de 30 euros du MWh, là encore selon un profil de charge spécifié.

La majorité des options sont réglées en cash, c'est-à-dire qu'elles ne donnent pas lieu à livraison. Les avantages de ce mode de règlement sont les suivants. Un règlement en cash n'engage pas le détenteur de l'option à

(7) Les options sont de type européen, c'est-à-dire qu'elles ne peuvent être exercées qu'à l'échéance, par opposition avec les options dites « américaines », qui peuvent être exercées durant toute la vie de l'option. Les options européennes sont plus simples à évaluer. Les difficultés que nous décrivons ci-dessous dans la valorisation des produits optionnels sont exacerbées dans le cas des options américaines.

prendre livraison du bien en un lieu donné, ce qui dans le cas de biens distribués par le biais de réseau peut être très commode. L'agent peut avoir changé de stratégie et souhaiter une livraison à un autre endroit. L'exercice de l'option permet alors de dégager un montant en cash qui permet d'intervenir sur un autre marché spot. Ensuite, un règlement en cash permet d'éviter les marchés spot trop peu liquides. Il est commun dans le domaine des *commodities* d'observer une meilleure liquidité sur le marché à terme que sur le marché spot (c'est surtout vrai pour les *commodities* agricoles et énergétiques)[8]. Ne pas prendre livraison d'un bien sur un marché peu liquide, c'est limiter les coûts de transaction à la revente, qui sont d'autant plus élevés que la fourchette de cotation est large (marché peu actif).

Aux options classiques (*plain vanilla options*), s'ajoutent des produits dérivés plus complexes appelés options exotiques. Ces produits sont très largement utilisés sur les marchés du gaz naturel et de l'électricité. La demande pour ce type de produits est liée à la complexité croissante du profil de risque des compagnies énergétiques et des participants aux marchés de l'énergie en général. L'acceptation de ces produits par les acteurs économiques est satisfaisante en raison du caractère implicitement optionnel des anciennes formes contractuelles observées par le passé sur ces marchés. Par exemple, les contrats *take-or-pay* (TOP) ont une dimension optionnelle puisque le détenteur du contrat peut ne pas prendre livraison du bien. En outre, ces contrats reposent souvent sur des calculs de moyennes qui correspondent à certains types d'options.

Parmi les options dites « exotiques », nous retiendrons les quatre catégories suivantes (pour une présentation exhaustive, voir Kaminski et *al*., 2004, Panel 2, p. 88 et Hull, 2006) :

• les options dont la valeur à l'échéance dépend du sentier de prix emprunté. Parmi elles, les options asiatiques dont le paiement (gain ou perte) est calculé par différence entre le prix d'exercice et une moyenne sur un cours référence sur une période donnée. Ces options s'apparentent d'une certaine manière à des contrats TOP. Il existe également des options dont le paiement dépend de la différence entre cette même moyenne et un prix d'exercice qui sera défini à l'échéance uniquement (*average strike options*). Ces options sont intéressantes pour se couvrir à un horizon assez lointain sans pour autant être exclu du marché si les concurrents ne se sont pas couverts (voir section sur les *swaps*). On retiendra aussi les options *lookback* (obtention du meilleur prix sur une période donnée) et les options à barrières activantes (*barrier options*) pour lesquelles le paiement dépend de la réalisation d'un événement (franchissement d'un seuil à la hausse ou à la baisse, etc.) sur le prix du sous-jacent ou d'un tout autre actif ;

(8) La plus grande liquidité observée sur les marchés à terme et les marchés dérivés s'explique simplement par le fait que beaucoup d'investisseurs (voir les différents types de participants au marché ci-dessous) ont un objectif de rendement spéculatif ou de diversification et n'ont pas de position physique sur le marché. Ils n'ont donc pas de lien avec le marché spot.

• une deuxième catégorie d'options offre des paiements qui dépendent de l'évolution de plusieurs sous-jacents. Il peut s'agir d'options payant la différence entre le prix d'exercice et un différentiel entre deux cours de référence (*spread options*), d'options payant la différence entre le prix d'exercice et un différentiel entre un cours de référence et un panier de *commodities* (*basket options*) ou d'options permettant à l'échéance de choisir entre deux sous-jacents ;

• la troisième catégorie d'options consiste en des produits dérivés de produits dérivés (options d'options). Dans ce cas, le sous-jacent est lui-même un actif dérivé. Les options d'options offrent un effet de levier important mais demeurent complexes à évaluer, d'autant plus sur des marchés où l'accès au réseau est une condition nécessaire à l'échange du bien ;

• la quatrième catégorie (options binaires) offre un paiement dépendant d'un événement qui peut être lié au prix d'un ou plusieurs sous-jacents ou à tout autre événement géopolitique. Cette dernière catégorie est en plein développement aux États-Unis où des marchés dérivés (*event markets*) permettent de parier sur les résultats des élections ou des grandes manifestations sportives par exemple[9].

Les différentes options des quatre catégories correspondent toutes à des besoins particuliers des participants aux marchés de l'énergie. Les options asiatiques sont bien adaptées à la livraison d'un bien sur une durée donnée. Les options à barrière activante permettent de couvrir le risque de perte subie en cas de franchissement (à la baisse pour le producteur) du coût de production par exemple. Les options *spread* sont très adaptées pour les distributeurs dont le bénéfice dépend de la différence entre le coût d'approvisionnement (prix du Brut ou du gaz naturel) et le prix de vente au consommateur (prix de l'essence ou de l'électricité). Des produits spécifiques existent dans ce cas (*crack spread* et *spark spread*). Enfin les options binaires peuvent permettre de se couvrir contre une brusque variation de cours due à une catastrophe naturelle ou au déclenchement d'un conflit.

Même si les options exotiques semblent offrir un panel suffisant pour la gestion du risque par les firmes, dans la réalité, elles sont utilisées comme composants élémentaires dans la constitution de produits dits « structurés ». Ces produits structurés requièrent pour leur valorisation des techniques mathématiques poussées (finance quantitative) et représentent aujourd'hui la grande majorité de l'activité des salles de marché des sociétés opérant sur les segments du *trading* de produits énergétiques.

(9) La littérature économique a montré que ces marchés étaient de bons outils d'agrégation de l'information puisqu'ils fournissaient des prévisions meilleures que celles des cabinets spécialisés.

2.4. Les *swaps* ou *contracts for differences*

Malgré une stagnation des marchés financiers de l'énergie au cours des années 2002-2003, les *swaps* se sont imposés comme un outil majeur pour la gestion du risque par les firmes énergétiques. Leur développement peut être expliqué par la part croissante des acteurs purement financiers (institutions financières, fonds de pension) sur les marchés de l'énergie, qui ont une préférence pour ce type d'outils qu'ils sont déjà habitués à échanger sur des sous-jacents financiers (devises, taux).

Les *swaps* sont des contrats négociés de gré à gré. Un *swap* standard (*plain vanilla swap*) correspond à un engagement entre deux parties d'échanger le différentiel[10] de prix entre un prix flottant et un prix fixe. Le contrat spécifie la durée du *swap*, le volume, le prix fixé et le prix flottant. Les deux parties s'engagent à remplir le contrat par le moyen d'un versement en cash. Le vendeur du *swap* bloque son prix de vente. Il reçoit donc la différence entre le prix fixé et le prix flottant. L'acheteur du *swap* bloque son prix d'achat et verse cette différence. Le prix de vente et d'acquisition pour les deux intervenants est donc verrouillé, ce qui les prémunit contre une variation de prix défavorable. Le *swap* peut simplement être considéré comme une succession de contrats à terme.

Il existe également des *swaps* permettant de se positionner sur un différentiel de prix (*differential swap* ou *spread swap*). Dans ce cas le principe est le même. L'acheteur paye un différentiel fixé à l'avance, par exemple une différence entre prix du gaz et prix de l'électricité en un point donné[11], et reçoit le différentiel flottant, c'est-à-dire déterminé *a posteriori* par différence de deux cours de référence. Dans ce cas, l'acheteur parvient à couvrir sa marge bénéficiaire.

Les avantages des contrats *swaps* dans les domaines du gaz naturel et de l'électricité sont nombreux. Tout d'abord, les producteurs et distributeurs peuvent offrir sans risque des prix de détail aux consommateurs finaux. Ensuite, les marges bénéficiaires peuvent être verrouillées, ce qui permet une meilleure visibilité en termes d'investissement et donc un abaissement mécanique du coût du capital. Enfin, on peut, comme dans le cas des contrats à terme, utiliser comme référence un produit dont le marché est très liquide et éviter ainsi les coûts de transaction associés à des marchés peu fréquentés. Notons que pour les compagnies de gaz et d'électricité, le recours aux *swaps* est fondamental. Ces firmes, dont le coût variable est très largement représenté par la matière première, elle-même soumise à de fortes variations de prix, n'ont que peu de marge quant à la négociation du prix de détail pour le client final. La situation, si elle n'est pas couverte, est alors fortement risquée d'un point de vue financier.

---

(10) C'est pour cela que l'on parle aussi de *Contract for Differences*.

(11) On appliquera dans ce cas précis un coefficient multiplicateur pour tenir compte du rendement énergétique. On se couvre alors contre le *spark spread*, c'est-à-dire le risque encouru par un producteur d'électricité qui utilise le gaz naturel comme matière première.

2.5. L'horizon de couverture constaté

En dépit du panel de produits financiers de couverture et des avantages que nous avons évoqués, peu de compagnies couvrent leur position sur un horizon temporel étendu (*cf.* Kellett, 2004). La norme en la matière semble être une couverture sur l'année en cours et l'année suivante pour un volume avoisinant les 40 à 60 % de l'activité. La volonté de ne pas se couvrir sur une durée trop importante tient au fait que les firmes ne veulent pas laisser échapper des opportunités de profit liées à des évolutions inattendues du prix. C'est une première raison.

Un second argument, peut-être plus fondamental, est qu'une firme qui se serait couverte sur longue période aurait beaucoup de mal à subsister dans un environnement concurrentiel si les firmes concurrentes n'ont, elles, pas choisi de se couvrir. La firme risque alors de se trouver exclue du marché si sa matière première est acquise à un coût prohibitif. D'autres arguments peuvent être avancés pour justifier le recours limité aux produits dérivés (connaissance et maîtrise des produits financiers, normes comptables, etc.) mais ces derniers semblent jouer dans une moindre mesure.

3. Les principaux marchés

3.1. Le marché de gros de l'électricité

Nous présentons succinctement dans cette section les marchés de gros de l'électricité (bourses et OTC) et donnons quelques éléments quant au comportement des prix sur ces marchés, notamment concernant la convergence des prix sur les différents marchés européens.

3.1.1. Les bourses

Les marchés de gros de l'électricité ne sont pas centralisés dans tous les pays. Dans de nombreux pays, il existe deux prix de l'électricité : le prix établi sur la bourse et le prix OTC. Les principales bourses en activité sont mentionnées dans le tableau suivant. On en trouvera une présentation exhaustive dans Bower (2002) et Boisseleau (2004). Les marchés les plus actifs sont le NordPool, qui est aussi le plus ancien et l'EEX (bourse allemande) considérée comme la bourse continentale la plus liquide. La France et l'Italie sont nettement en retrait, avec des marchés peu actifs et peu liquides.

On peut remarquer que, outre la concentration industrielle qui demeure à des niveaux élevés (*cf.* le rapport de Jean-Marie Chevalier et Jacques Percebois), les quantités échangées par le biais des bourses demeurent très limitées[12]. Une explication probable réside dans la jeunesse des marchés. La section 4 présente plusieurs explications alternatives à la difficulté de négocier sur un marché à terme un produit tel que l'électricité.

(12) C'est aussi le cas des bourses polonaises ou tchèques (*cf.* Zachmann, 2005).

Multiples de concentrations et poids des bourses dans les échanges

En %

	Capacité de production du principal producteur	Capacité de production des trois principaux producteurs	Pourcentage échangé sur la bourse (rapport à la cons. nationale)
Autriche (EXAA, 2002)	45	75	3
Scandinavie (NordPool, 1993)	15	40	42
France (Powernext, 2001)	85	95	3
Allemagne (EEX, 2002)	30	70	11
Italie (GME, 2004)	55	75	21
Pays-Bas (APX, 1999)	25	65	12
Espagne (OMEL, 1998)	40	80	92

Sources : Communauté européenne (2005) et Bosco et *al*. (2006).

3.1.2. Les hubs *OTC*

Ils représentent la plus grande part des transactions en Europe. Les transactions sur les marchés OTC sont conclues par des *brokers* qui sont en contact permanent avec plusieurs *traders* (eux-mêmes en contact avec plusieurs *brokers*). Il n'y a donc pas de prix unique, mais le flux d'informations régulier permet néanmoins aux agents d'avoir connaissance d'un « prix de marché ». Par définition, ces marchés sont plus ou moins confidentiels et il est difficile d'estimer la part que représentent les transactions dans la consommation totale. Néanmoins, il est admis que les volumes échangés sur ces marchés sont sans commune mesure avec ceux observés sur les places organisées.

Les transactions OTC sont en concurrence directe avec les bourses et limitent indirectement le développement de ces dernières. Elles peuvent porter sur des produits exactement identiques, mais la valorisation des contrats *forward* et *futures* n'est pas la même. Les *traders* expérimentés ont une préférence pour les transactions OTC qui ont un caractère « plus anonyme »[13] (toutes les transactions ne sont pas connues instantanément par tous les agents). Cette opacité, encore plus présente sur le marché du gaz, complique d'ailleurs fortement l'analyse économique.

(13) Notons que les transactions sont également anonymes sur toutes les bourses énergétiques, mais les échanges de quantités importantes de contrats sont plus facilement repérables sur des marchés centralisés. Sur des marchés informels, l'agent peut plus facilement morceler son ordre et le faire exécuter par plusieurs *brokers*.

3.1.3. Les caractéristiques des prix de l'électricité

Les prix de l'électricité se caractérisent par : une extrême volatilité, une insuffisance chronique d'historique de prix[14], une instabilité des corrélations entre les différentes zones d'échanges et une très forte saisonnalité (la saisonnalité est un moins forte en Scandinavie où la forte proportion d'électricité hydraulique permet un lissage des coûts de production).

Les prix de l'électricité sont souvent analysés au moyen de modèles économétriques de séries temporelles. Les modèles retenus sont généralement de type ARCH (*cf.* Campbell et *al.*, 1997) et peuvent donc représenter des processus dont la volatilité est non constante (alternance de périodes calmes et de périodes agitées). La volatilité importante rencontrée à certaines périodes est due à la convexité de la fonction de coût des producteurs d'électricité (*cf.* Bessembinder et Lemmon, 2002). Cette convexité favorise également les pics de prix. Elle s'explique par une augmentation sensible des coûts de production en période de forte demande.

3.1.4. Convergence des prix : vers un marché européen unique ?

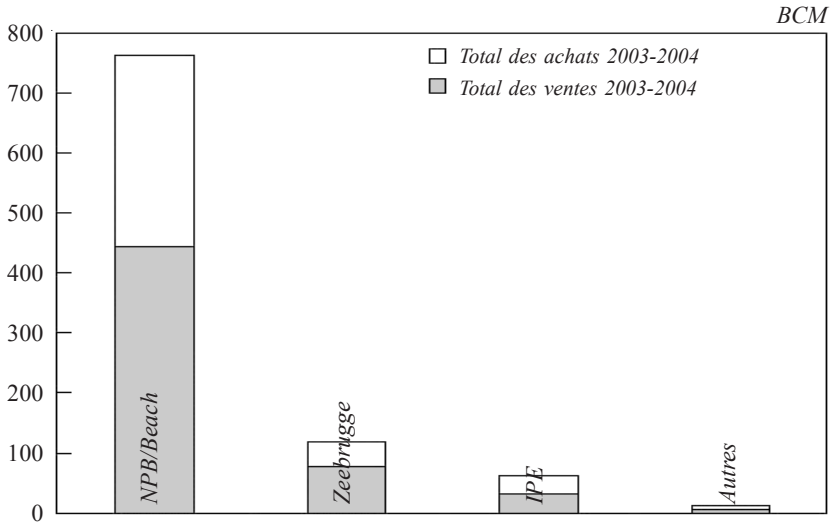
L'étude de Zachmann (2005) est consacrée à la convergence des prix de l'électricité en Europe. Il critique les études antérieures de Bower (2002) et Armstrong et Galli (2005) qui reposent sur des fondements statistiques contestables en raison, selon lui, de la stationnarité des séries de rendements. La question posée est la suivante : les prix de l'électricité sur les différents marchés européens permettent-ils de procéder à des arbitrages ? En clair, est-il possible de tirer des revenus sans risque du manque de coordination des différents marchés ? Les résultats semblent montrer que ce n'est pas le cas. Les prix convergent peu à peu. De plus, l'absence d'arbitrage est en partie due au fait que les agents doivent généralement transmettre leurs offres sur les marchés avant de connaître le coût du transport de l'électricité (coût de la transmission) et ne semble donc pas être la conséquence d'une quelconque inefficience.

3.2. Le marché du gaz naturel

La très grande majorité du gaz consommé en Europe est négociée par le biais de contrats de long terme (*cf.* la discussion sur le devenir des contrats de long terme dans le rapport principal). Néanmoins, quelques marchés de gros de gaz naturel se sont développés, permettant aux acteurs de négocier pour leur compte des volumes de gaz. Les principaux *hubs* sont le *National Balancing Point* de Bacton (Royaume-Uni) et Zeebrugge (Belgique). Le graphique 1 montre que la quasi-totalité des échanges en Europe a lieu sur ces deux *hubs*. Notons que les *hubs* sont des points de livraison pour le gaz,

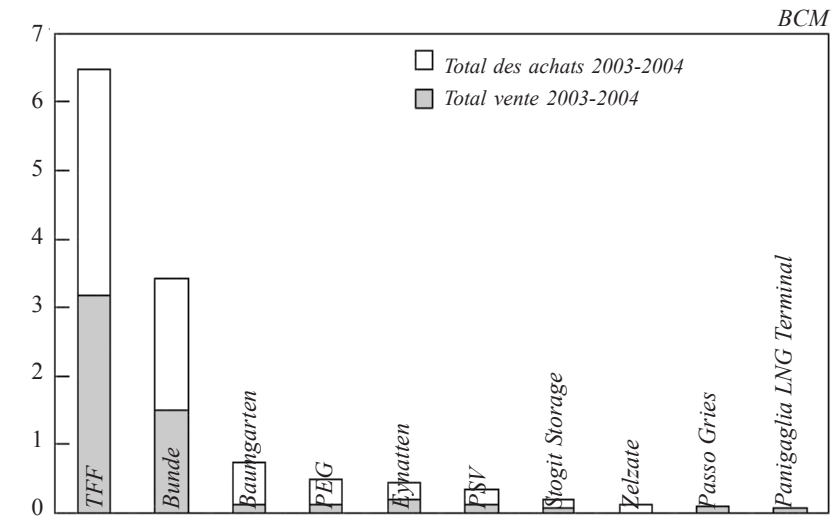
(14) Accentuée par la mouvance de la structure de l'industrie et les modifications opérées au niveau de la régulation des marchés (risque « régulatoire »).

1. Volumes échangés sur les principaux *hubs* européens



Source: Communauté européenne (2007).

2. Volumes échangés sur les *hubs* secondaires

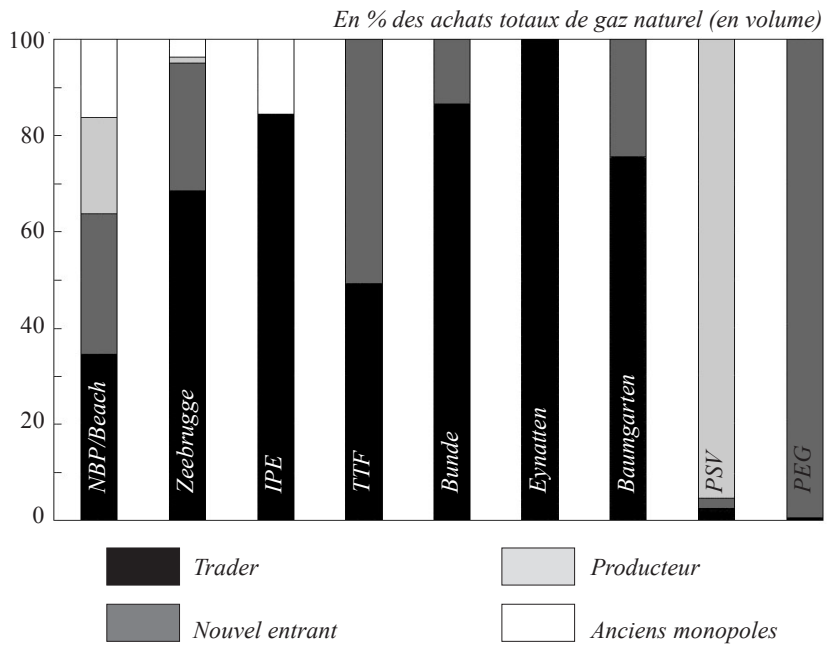


Source: Communauté européenne (2007).

mais qu'il n'existe pas à proprement parler de bourse, c'est-à-dire que les transactions ne sont pas centralisées et sont généralement passées par le biais de *brokers*. D'autres hubs de taille beaucoup plus réduite se sont également développés (TTF aux Pays-Bas, Emden-Bunde en Allemagne, Baumgarten en Autriche, PSV en Italie, etc.), mais les volumes demeurent très limités tout comme la liquidité, et l'évolution semble relativement lente. Le graphique 2 représente l'activité sur ces *hubs* européens « secondaires », qui ne représentent généralement pas plus de 1 % de la consommation nationale.

Comme dans le cas de l'électricité, les transactions sont limitées par les contraintes liées au réseau. Certains *hubs* proposent des services permettant de contourner la difficulté en ayant recours à un opérateur de réseau pour éviter les congestions. D'autres proposent des contrats standardisés avec un accès facilité au réseau. Les produits dérivés sur le gaz naturel sont principalement des *swaps* passés pour le compte des grands groupes énergétiques européens. Quelques contrats à terme sont également négociés sur le NBP. Le graphique 3 montre la place des anciens monopoles (*incumbents*) dans le total des transactions gazières. Sur les principaux *hubs*, les nouveaux entrants représentent une part négligeable des échanges.

3. Les catégories de *traders* sur les principaux *hubs* européens



Source: Communauté européenne (2007).

Le récent rapport de la Direction générale de la concurrence de la Communauté européenne (2007) met l'accent sur le développement très limité des marchés de gros du gaz naturel. L'opacité des marchés est clairement mise en cause de même que la bonne volonté des participants actifs au marché. La FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) aboutit à des conclusions un peu similaires dans le cas nord-américain, puisque soixante des soixante-sept compagnies ont cessé de reporter leurs transactions au cours de l'année 2002, sachant que celles-ci seraient publiées pour la construction d'un indice de prix du gaz naturel. Il semble donc que les acteurs sur les marchés du gaz naturel bénéficient d'une forme de rente qu'ils ne souhaitent pas rendre publique[15].

3.3. Les acteurs du marché

3.3.1. Les distributeurs locaux d'électricité et de gaz

Les distributeurs locaux d'électricité et de gaz : *régies locales* en France, *Stadtwerke* en Allemagne ou *Utilities* au Royaume-Uni en concurrence, fournissant un ensemble de services à leurs clients particuliers. Ils prennent généralement sur le marché des positions peu spéculatives, simplement dans le but de couvrir leurs approvisionnements. Ils n'ont donc pas d'impact déstabilisateur. Leur qualité de crédit est cependant variable et dépend fortement des conditions de marché. Dans le cas d'une crise touchant les prix de gros, les distributeurs sont souvent en difficulté en raison d'un prix de détail qui demeure presque partout régulé (*cf.* crise californienne).

3.3.2. Les producteurs de gaz, de pétrole et de charbon

Les producteurs de gaz, de pétrole et de charbon sont systématiquement présents sur les marchés du gaz et de l'électricité en raison de la proximité de leur activité de base. Leur qualité de crédit est très bonne et leurs positions se situent généralement entre celles des *traders* et celles des institutions financières en termes de risque.

3.3.3. Les grands consommateurs

Les grands consommateurs sont des acteurs de plus en plus importants sur le marché mais qui représentent toujours néanmoins une petite part des échanges. Leur volonté, en intégrant le marché, est de pouvoir s'approvisionner à un prix plus compétitif. Ils se plaignent cependant fortement de l'opacité des marchés OTC (*cf.* Smeers, 2004). Leur qualité de crédit est généralement bonne et leurs positions très peu spéculatives.

(15) Nous proposons au lecteur de se référer au rapport principal pour une analyse de l'évolution des prix du gaz naturel en Europe.

3.3.4. Les traders *en énergie*

C'est une catégorie un peu particulière puisqu'elle regroupe les filiales des grands groupes énergétiques européens (*RWE Trading GmbH, EDF Trading Ltd., Eon Sales and Trading GmbH, Vattenfall Trading Services GmbH, Enel Trade SpA,* etc.) dédiées au trading d'énergie et les sociétés spécialisées dans la négociation d'énergie et qui fournissent des services aux clients éligibles (*Gaselys, Poweo*, etc.). L'ensemble de ces sociétés représente la plus grosse partie des échanges sur les marchés de l'énergie. La qualité de crédit est bonne mais inférieure à celle des banques. Les filiales de grands groupes énergétiques ont une position privilégiée puisqu'elles bénéficient de la meilleure information. Leurs profits sont parfois conséquents et pas toujours appréciés des maisons mères qui demeurent parfois sous la coupe publique. La qualité de crédit des sociétés de négoce est encore variable en raison de leur jeunesse. De plus, elles évoluent dans un marché émergent et ne bénéficient pas de l'expérience ni de l'assise des anciens monopoles. Elles apportent néanmoins de la liquidité sur le marché sans prendre des positions spéculatives trop importantes (bien qu'elles ne soient pas soumises aux règles prudentielles bancaires) et contribuent à limiter la rente des filiales des grands groupes.

3.3.5. Les institutions financières

Les institutions financières représentent aujourd'hui un poids considérable dans le paysage énergétique. Toutes les grandes banques ont aujourd'hui une salle de marché dédiée aux transactions énergétiques. Elles sont présentes sur toutes les bourses et sur tous les marchés bilatéraux. Il semble que les marges importantes dégagées par les acteurs durant les premières années qui ont suivi la mise en place des marchés ne les aient pas laissées indifférentes. Elles n'ont généralement pas d'actifs physiques liés au domaine de l'énergie. Leur qualité de crédit est la meilleure, en conséquence elles ne peuvent pas prendre des positions aussi risquées que les autres agents (*cf.* nouvelle réglementation prudentielle de Bâle II). Leur présence a été critiquée un temps, à leur arrivée, principalement par ceux (entreprises énergétiques) qui ont vu leurs marges diminuer significativement. Plus objectivement, il semble que leur présence soit plutôt profitable au marché car leurs positions ne sont pas spéculatives et elles offrent une contrepartie de qualité aux agents qui souhaitent se couvrir sur le marché à terme ou dérivé (*hedgers*).

3.3.6. Les hedge funds

Les *hedge funds* sont de plus en plus présents sur les différents segments énergétiques (pétrole, gaz et électricité). Ils sont attirés par des opportunités de profit bien sûr, mais surtout par la faible corrélation qui existe entre les rendements sur les marchés énergétiques et les rendements sur les autres marchés financiers (*cf.* Gorton et Rouwenhorst, 2005). L'intégration de ces actifs dans le portefeuille permet d'améliorer significativement l'ensemble

des portefeuilles réalisables (frontière d'efficience). De plus, la décorrélation avec les autres actifs est à la base même de la stratégie des *hedge funds* dont on dit qu'ils sont à la recherche d'alpha. La qualité de crédit des *hedge funds* est beaucoup plus variable. En outre, ils prennent sur le marché des positions relativement plus risquées que la moyenne des participants en raison de la prime de liquidité dont ils souhaitent bénéficier. En effet, les clients des *hedge funds* n'ayant pas la possibilité de retirer leur capital dans un délai réduit, ces derniers peuvent placer les liquidités sur des marchés peu actifs dont le rendement est logiquement meilleur. Pour ces différentes raisons, on prétend généralement que les *hedge funds* ont un impact déstabilisateur sur les marchés, sans qu'aucune étude n'ait pu pour le moment le démontrer en raison du secret régnant sur les positions prises.

4. Les freins au développement des marchés

Nous présentons dans cette section une série d'arguments susceptibles d'expliquer le développement encore limité des marchés de gros du gaz et de l'électricité. Si certains de ces facteurs peuvent être améliorés par une régulation adaptée (harmonisation, obligation de négocier au travers des bourses, etc.) ou devraient s'améliorer d'eux-mêmes avec le temps (stabilisation de la structure de l'industrie), certains semblent liés à la nature de l'activité énergétique et la nature des produits négociés et demeurent donc définitivement figés.

4.1. La nature des produits gaz et électricité

La nature non stockable du produit électrique et, dans une moindre mesure, du produit gazier, complique fortement la mise en place d'un marché où peuvent se rencontrer offre et demande. Pour reprendre Smeers (2004) : « […] il pourrait être difficile, et même impossible, d'organiser des marchés efficients de produits dérivés de l'électricité », (p. 11). Selon lui, la valeur du bien distribué par le biais d'un réseau est très variable selon le lieu et l'heure. Il n'y a donc pas un mais plusieurs marchés successifs au cours de la journée, autant de marchés qui manqueront de liquidité et de profondeur, car le bien n'est pas fongible. Plus ces marchés sont petits, plus ils deviennent aisément manipulables. Cette différenciation dans le temps confère à ces *commodities* une « spécificité de prix » (Hampton, 2004) qui accentue la difficulté à la valorisation des produits financiers.

L'impossibilité ou la difficulté à stocker le bien entraîne des congestions potentielles qui expliquent l'opinion de Smeers. Contrairement à la plupart des actifs négociés sur les marchés dérivés, les contrats (ou options) sur le gaz et l'électricité ne peuvent être conclus qu'en fonction des possibilités physiques du réseau. C'est une contrainte forte, qui n'existe pas pour les actifs financiers et peu pour le pétrole ou les *commodities* agricoles. Toute négociation entre les parties doit tenir compte d'un élé-

ment technique, imparfait et dont la gestion est variable selon les marchés nationaux[16]. Dans le cas du gaz naturel, le recours au GNL pourrait limiter l'impact des congestions dans les négociations des contrats.

La congestion s'explique par la conjugaison de deux phénomènes : la non-flexibilité à court terme du transport et du stockage et la rigidité quasi totale de la demande d'énergie. Les pics de prix, conséquences de ces rigidités, rendent la distribution des rendements fortement non normale[17]. Les formules de valorisation standard des options ne s'appliquent dès lors plus. Notons que l'on peut observer les conséquences de ces rigidités par une courbe de volatilité implicite croissante avec l'échéance (*cf.* Hampton, 2004, tableau 1, p. 56) ce qui a pour conséquence de renchérir les options et de les rendre moins intéressantes en tant qu'instrument de couverture du risque, spécialement sur le long terme.

4.2. Les coûts liés à l'illiquidité

Hormis pour les *hedge funds*, les coûts liés au manque de liquidité sur les marchés sont pénalisants. Les *traders* hésitent à investir sur des marchés qu'ils auront des difficultés à quitter si les cours chutent (les études sur la microstructure des marchés remarquent en effet un assèchement des ordres en période de forte baisse). D'une manière générale, l'investissement sur les marchés dérivés étant plutôt à court terme (approvisionnement à court terme, couverture) les agents sont hésitants à entrer sur un marché peu liquide, ce qui peut expliquer en partie les difficultés de développement des marchés de l'électricité et du gaz (*cf.* Newbery et *al*., 2003).

Les *hedge funds* sont attirés par les actifs illiquides pour les raisons évoquées plus haut. L'intuition de la prime d'illiquidité est présentée dans une récente revue de la littérature concernant l'étude de la liquidité des marchés financiers par Amihud et *al*. (2005). Les *traders* qui ont un horizon d'investissement plus long ont intérêt à investir dans des actifs illiquides qui rapportent plus car ils sont moins valorisés par les *traders* à court terme. Pour eux, l'illiquidité est donc un atout, mais comme nous l'avons précisé plus haut, ils conservent une activité qui peut être déstabilisatrice pour les marchés, ce qui est donc plutôt négatif.

---

(16) Smeers (2004, p. 11) ajoute : « de manière générale, les caractéristiques de l'électricité ne facilitent ni l'existence d'un prix européen de l'électricité, ni même de quelques prix régionaux. Par ailleurs, la structure et l'architecture du marché européen compliquent encore les choses ».

(17) Les tests de Jarque-Bera et Kolmogorov-Smirnov appliquées aux log différences des séries de prix énergétiques montrent en général une très forte non-normalité, c'est-à-dire un kurtosis (moment centré d'ordre 4) et un skewness (moment centré d'ordre 3) significativement différents de leur valeurs de références (respectivement 3 et 0). En d'autres termes, on observe beaucoup de valeurs extrêmes et une asymétrie de la distribution de probabilité. C'est une caractéristique commune à l'ensemble des séries financières, mais exacerbée pour les données énergétiques. Leur profil ressemble plus aux séries financières des pays émergents.

4.3. Les risques de manipulation

Les agents économiques susceptibles de recourir aux marchés à terme peuvent craindre une manipulation de ces marchés et, de fait, souhaiter rester à l'écart. Sikorzewski (2003) montre que la manipulation des marchés est d'autant plus probable que la structure industrielle est non concurrentielle. Les marchés européens du gaz et de l'électricité, qui demeurent fortement oligopolistiques (*cf.* Boisseleau, 2004) apparaissent comme un terrain privilégié pour la manipulation.

Le principe d'une manipulation des marchés à terme repose sur des opérations simultanées sur le marché spot et sur le marché à terme. Il s'agit de prendre une position longue à la fois sur le marché à terme et sur le marché spot. Dans le cas de l'électricité, où le bien n'est pas stockable, le contrôle de capacités de production conduit à un résultat identique. Les vendeurs de contrats à terme qui doivent livrer le bien à l'échéance sont alors pris en tenaille (on parle d'opérations d'étranglement) et doivent revendre leurs contrats à terme à bas prix ou acheter sur le marché spot à un prix élevé pour clore leur position. Dans les deux cas, l'initiateur de la manipulation fait un bénéfice conséquent.

Ces pratiques sont bien sûr interdites, mais parfois difficiles à détecter et à sanctionner (*cf.* Pirrong, 1997 et 2001). Notons que les marchés qui nous intéressent sont potentiellement sensibles aux manipulations en raison de l'aspect oligopolistique des capacités de production qui sont aux mains de peu d'agents économiques et de l'opacité importante concernant les transactions. Pour Mayhew (2000), la probabilité de manipulation est forte sur les marchés de l'électricité, et les pics de prix pourraient être parfois expliqués par des positions sur le marché à terme conjuguées à des rétentions de capacité (voir aussi sur ce sujet, Borenstein et *al*., 2002).

La manipulation peut aussi être due à des reports faux dans les prix des transactions. Entre 2002 et 2005, la CFTC, organe de surveillance des marchés dérivés de *commodities* aux États-Unis, a condamné vingt-cinq firmes énergétiques américaines pour des reports de prix erronés (les condamnations s'élevaient à 297 millions de dollars). Les firmes reportaient des transactions qui n'avaient en fait pas lieu ou des volumes qui n'étaient pas les bons. Elles souhaitaient bénéficier de mouvements de marché qu'elles pouvaient anticiper. Il peut aussi y avoir micromanipulation (*cf. Avista Energy Inc. vs* CFTC en 2001), c'est-à-dire manipulation par des ordres passés à des moments clés (peu avant la clôture du marché) pour bénéficier de mouvements sur le prix des options indicées sur les prix des contrats à terme.

Enfin, la manipulation peut être due à des mauvaises pratiques des *brokers*, qui passent des ordres pour leur propre compte avant de passer les ordres de leurs clients (*front running*). Les *brokers* savent que lorsqu'ils vont vendre une quantité importante pour un client, le prix va chuter. Vendre alors à découvert une petite quantité avant d'exécuter l'ordre du *trader* permet de bénéficier de la baisse. Là encore, la pratique est interdite, mais difficile à détecter car les *brokers* vivent en partie des ordres qu'ils passent pour leur propre compte sur le marché.

4.4. Le risque crédit dans les transactions de gré à gré

Les marchés du gaz et de l'électricité sont des exemples intéressants et très actuels de l'interaction qui peut exister entre la notion de risque crédit et la structure de l'industrie. Depuis la libéralisation, le nombre d'acteurs sur ces filières n'a fait que croître et on peut désormais considérer que ces marchés ressemblent aux marchés de *commodities* standards (pétrole, métaux, etc.). Dans le cas particulier du gaz et de l'électricité, le risque crédit est amplifié par la structure changeante de l'industrie. Une structure industrielle en évolution est un facteur de volatilité pour les flux financiers et donc un facteur favorisant la probabilité de défaut de certaines firmes.

Une structure mouvante est susceptible de générer un risque crédit plus important car les acteurs sont généralement dans une phase de test et tentent d'adapter leurs comportements à l'activité naissante sur le marché. Certains acteurs sont totalement nouveaux et inconnus. La structure est d'autant plus instable que le processus de fusions-acquisitions est très intense en Europe actuellement (*cf.* le présent rapport). À titre d'exemple, entre 2000 et 2003, les marchés américains et anglais ont vu de nombreux acteurs de taille significative faire défaut en raison d'une politique d'acquisition ou d'investissement en capacité de génération trop risquée[18].

Une définition simple du risque crédit est l'impossibilité pour un débiteur de faire face à ses créances. Cette impossibilité peut apparaître aussi bien dans une activité commerciale standard que dans une activité de couverture sur le marché. Lorsqu'il existe un risque crédit, la souscription d'un contrat à terme s'apparente à un véritable produit dérivé (option) car en cas de défaut, le prix de remplacement de l'agent fautif n'est pas connu avec certitude (*cf.* Lapson et *al.*, 2004)[19]. Notons que dans le cas des marchés de l'énergie, le risque crédit peut parfois être réduit par le biais de bourses qui garantissent les contrats. C'est le cas par exemple sur le NordPool. L'entrée des bourses sur le marché des contrats de gré à gré, par le biais des garanties qu'elles peuvent apporter, est d'ailleurs un enjeu de taille aujourd'hui (*cf.* Morgan, 2007). Dans le cas où une entité (bourse, chambre de compensation) se propose de garantir les transactions, il faut alors calculer le coût de la garantie. Il s'agit alors d'évaluer, en fonction des données historiques sur les prix, le niveau de volatilité[20] et le temps moyen observé (qui dé-

(18) Il est à noter d'ailleurs que certains acteurs ont fait défaut sur les deux marchés simultanément, donnant à ces crises une dimension plus systémique.

(19) Rappelons à ce stade qu'il existe une différence fondamentale entre les contrats dits à terme (*forwards* et *futures*) dont le prix est fixé à la signature et dont la valeur n'évolue pas dans le temps et les produits dits dérivés, dont la valeur dépend de l'évolution du cours du sous-jacent. En cas de risque crédit, il y a donc ici un aspect produit dérivé pour le contrat à terme, puisque la valeur de remplacement dépend du cours du produit négocié, qui s'apparente dans ce cas à un sous-jacent.

(20) Une référence intéressante quant à la mesure de la volatilité appliquée aux marchés énergétiques est Duffie et Gray (1995). Les auteurs proposent une exposition des principales méthodes de prévision de la volatilité (estimation standard sur échantillon, moyennes mobiles, lissage exponentiel, volatilité réalisée, valeurs extrêmes, modèles ARCH et GARCH et modèles de volatilité stochastique). On consultera également Andersen et *al.* (2006) pour une présentation plus complète.

pend de la microstructure du marché) pour réussir à conclure un nouveau contrat de même sens et de même taille. La prime demandée est alors variable et dépend des conditions de marché.

Une formule intéressante pour limiter le risque crédit peut alors être une formule hybride au sein de laquelle cohabitent un *pool* pour les échanges à très court terme (*real-time market*), une bourse (*futures* et options) et un marché OTC pour les échanges à plus long terme. C'est le cas par exemple du PJM (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland). Le NETA, adopté en 2001 pour le marché anglais et gallois, fonctionne d'une manière similaire.

Lorsqu'un acteur fait défaut, les marges demandées par la chambre de compensation ou l'entité en charge de la compensation sont utilisées pour clore la position du défaillant. Le défaut peut n'être pas financier mais physique ; il y a alors risque de livraison. Les caractéristiques de l'électricité évoquées plus haut ont un impact direct sur la compensation. La très forte volatilité peut engendrer des pertes extrêmes et nécessite donc des garanties financières beaucoup plus importantes que pour les *commodities* standards.

Dans le cas d'une approche par la VaR par exemple, un intervalle de confiance construit à 1 %, comme c'est souvent le cas, peut s'avérer insuffisant pour des prix qui peuvent être multipliés par 50 ou 100 en quelques jours. La carence en données historiques renforce cette inadéquation (néanmoins les données historiques n'informent que très peu sur la future volatilité). Le petit nombre d'acteurs sur les marchés a tendance à renforcer la difficulté à trouver un remplaçant à un défaillant et implique donc que la provision standard de type VaR prévue pour une journée unique puisse s'avérer insuffisante. Les corrélations sont généralement prises en compte sur les marchés pour réduire les marges des agents qui sont impliqués sur plusieurs contrats. Si ces corrélations sont variables il faut alors augmenter les appels de marge ou bien modéliser la dynamique des corrélations par le moyen de modèles adéquats (*cf*. Engle, 2002 et les modèles plus récents qui en sont inspirés)[21].

4.5. Concurrence entre bourses organisées et marchés OTC

La migration des investisseurs vers un autre marché est en général très faible lorsqu'un marché initial fonctionne bien. Les coûts de migration d'une bourse vers une autre sont en général prohibitifs et le risque existe de ne pas être suivi par les autres *traders*. Les acteurs préfèrent souvent procéder par couverture croisée (*cross-hedging*) afin de ne pas perdre le bénéfice de la liquidité d'une place financière qui fonctionne bien et attire déjà des capitaux conséquents. Dans le cas qui nous intéresse, nous avons vu que les marchés sont principalement bilatéraux. Les volumes sur ces marchés sont assez conséquents. Cela explique les difficultés qu'ont les nouvelles places boursières à faire migrer ces volumes en leur sein.

(21) Pour les techniques de gestion du risque crédit dans les marchés de gré à gré, nous renvoyons à Lapson et *al*. (2004, pp. 441-453).

Holder et *al*. (1999) montrent que la concurrence entre les bourses est très chaotique, c'est-à-dire qu'elle dépend très fortement des conditions initiales, d'où un effort important des places en termes d'innovation financière. On remarque que dans le domaine de l'énergie, les places essayent dès que possible de mettre en place des marchés dérivés, mais cela ne fonctionne pas toujours, surtout lorsque le prix spot n'est pas encore suffisamment établi comme une référence. Le NYMEX a cessé de proposer des contrats sur l'électricité en 2002 et plusieurs contrats gaziers ont été clôturés en Angleterre sur la période 2000-2003. L'innovation financière est donc risquée mais demeure indispensable en raison de l'immobilité des *traders*.

4.6. Risque volumétrique et incitation à la gestion des risques

Le domaine énergétique est soumis à une incertitude volumétrique forte en raison de la dépendance vis-à-vis de la météorologie. Cette incertitude rend la couverture moins efficace car elle a une probabilité plus importante d'être mal adaptée à la situation de la firme à l'échéance. La firme peut alors souhaiter se couvrir un peu plus ou un peu moins selon qu'elle privilégie les hauts profits ou veut éviter les pertes importantes (*cf*. Sévi, 2007). Pour éviter les pertes sévères, elle se couvrira moins, ce qui limite le développement des marchés du gaz et de l'électricité.

Les dérivés climatiques apportent une première réponse à la question du risque volumétrique. Mais cette réponse demeure très limitée, car dans le cas qui nous intéresse, il s'agit d'améliorer la liquidité du marché énergétique en complétant la couverture des agents sur un marché encore moins liquide, celui des dérivés climatiques. D'autres solutions restent donc à apporter pour limiter l'impact du risque quantité sur le niveau des échanges.

5. Conclusion

Nous avons tenté dans cette contribution d'apporter quelques éléments de réflexion sur les caractéristiques et le développement des nouveaux marchés financiers du gaz naturel et de l'électricité en Europe. En guise de conclusion, il semble intéressant de revenir sur deux points majeurs. Premièrement, la distribution par le biais d'un réseau complique très fortement la mise en place de marchés dérivés liquides car toute transaction doit prendre en compte les contraintes du réseau, qui ne sont pas toujours parfaitement connues plusieurs mois à l'avance. C'est en fait la nature du produit *per se* qui est en cause ici et cet élément n'est pas modifiable. Deuxièmement, les bourses existantes sont soumises à la concurrence de marchés OTC fortement opaques où les agents initiés peuvent conclure leurs transactions. Le prix n'est pas unique et l'agrégation de l'information n'est pas la meilleure. Un moyen d'améliorer la liquidité et de limiter la complexité du système pourrait être une bourse obligatoire avec une enchère transparente sur les capacités de transport ainsi qu'une harmonisation stricte concomitante des réglementations nationales.

Références bibliographiques

Amihud Y., H. Mendelson et L.H. Pedersen (2005) : « Liquidity and Asset Prices », *Foundations and Trends in Finance*, vol. 1, pp. 269-364.

Andersen T.G., T. Bollerslev, P.F. Christoffersen et F.X. Diebold (2006) : « Volatility and Correlation Forecasting » in *Handbook of Economic Forecasting*, Elliott, Granger et Timmermann (eds), vol. 1, North-Holland, Amsterdam.

Anderson R.W. et J-P. Danthine (1981) : « Cross Hedging », *Journal of Political Economy*, vol. 89, pp. 1182-1196.

Armstrong M. et A. Galli (2005) : « Are Day-Ahead Prices for Electricity Converging in Continental Europe? An Explanatory Data Approach », *Cahier de Recherche du CERNA*, Centre d'économie industrielle, École nationale supérieure des mines de Paris.

Bessembinder H. et M.L. Lemmon (2002) : « Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets », *Journal of Finance*, vol. 57, pp. 1347-1382.

Boisseleau F. (2004) : *The Role of Power Exchanges for the Creation of a Single European Electricity Market: Market Design and Market Regulation*, Thèse de Doctoral, Delft University.

Borenstein S., J.B. Bushnell et F.A. Wolak (2002) : « Measuring Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market », *American Economic Review*, vol. 92, pp. 1376-1405.

Bosco B., L. Parisio, M. Pelagatti et F. Baldi (2006) : *Deregulated Wholesale Electricity Prices in Europe*, Mimeo, Università di Milano-Bicocca. Disponible sur http://www.statistica.unimib.it/utenti/WorkingPapers/WorkingPapers/20061001.pdf

Bower J. (2002) : « Seeking the Single European Electricity Market: Evidence from an Empirical Analysis of Wholesale Market Prices », *Cahier de Recherche*, Oxford Institute for Energy Studies, n° EL-01. Disponible sur http://129.3.20.41/eps/othr/papers/0401/0401005.pdf

Campbell J.Y., A.W. Lo et A.C. MacKinlay (1997) : *The Econometrics of Financial Markets*. Princeton University Press, Princeton, NJ.

Chao H.-P. et S. Peck (1998) : « Cross Hedging and Forward-Contract Pricing of Electricity », *Journal of Regulatory Economics*, vol. 3, pp. 189-200.

Communauté européenne (2007) : « DG Competition Report on Energy Sector Inquiry », *Direction générale de la concurrence/Secteur énergie et eau*. Disponible sur http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/index.html

Duffie D. et S. Gray (1995) : « Volatility in Energy Prices » in *Managing Energy Price Risk*, Risk Publications, Londres, chap. 2, pp. 39-55.

Engle R. (2002) : « Dynamic Conditional Correlation: A Simple Class of Multivariate Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity Models », *Journal of Business and Economic Statistics*, vol. 20, pp. 339-350.

Eydeland A. et H. Geman (1999) : « Fundamentals of Electricity Derivatives », chapitre 2, in *Energy Modelling and the Management of Uncertainty*, Kaminski (ed.), Riskbooks, Londres

Gorton G.B. et K.G. Rouwenhorst (2005) : « Facts and Fantasies About Commodity Futures », *Financial Analysts Journal*, vol. 62, pp. 47-68.

Hampton M. (2004) : « Energy Options », chapitre 2, in *Managing Energy Price Risk. The New Challenges and Solutions Third Edition*, Kaminski (ed.), Riskbooks, Londres, pp. 45-81.

Holder M.E., M.J. Tomas III et R.L ; Webb (1999) : « Winners and Losers: Recent Competition Among Futures Exchanges for Equivalent Financial Contract Markets », *Derivatives Quarterly* vol. 5, pp. 19-27.

Hull J.C. (2006) : *Options, Futures and Other Derivative*s, Prentice-Hall, Toronto, 6e édition.

Kaminski V. (2004) : *Managing Energy Price Risk. The New Challenges and Solutions Third Edition*, Riskbooks, Londres.

Kaminski V., S. Gibner et K. Pinnamaneni (2004) : « Energy Exotic Options », chapitre 3, in *Managing Energy Price Risk. The New Challenges and Solutions Third Edition*, Kaminski (ed.), Riskbooks, Londres, pp. 83-154.

Kellett J. (2004) : « Energy Swaps », chapitre 1, in *Managing Energy Price Risk. The New Challenges and Solutions Third Edition*, Kaminski (ed.), Riskbooks, Londres, pp. 9-44.

Kolb R.W. et J.A. Overdahl (2006) : *Understanding Futures Markets*, Blackwell Publishing, Oxford, 6e edition.

Lapson E., D. Furey et R. Hunter (2004) : « Credit Risk in Power and Gas Markets », chapitre 12, in *Managing Energy Price Risk. The New Challenges and Solutions Third Edition*, Kaminski (ed.), Riskbooks, Londres, pp. 423-453.

Lewis R. et P. Dawson (2004) : « The Development of European Electricity Markets », chapitre 8, in *Managing Energy Price Risk. The New Challenges and Solutions Third Edition*, Kaminski (ed.), Riskbooks, Londres, pp. 325-347.

Mayhew S. (2000) : « The Impact of Derivatives on Cash Markets: What Have we Learned? », *Document de Travail, Georgia University*. Disponible sur http://www.terry.uga.edu/finance/research/working_papers/papers/impact.pdf

Morgan J. (2007) : « Exchanging Places », *Risk*, vol. 20, pp. 86-87.

Newbery D., N.H. von der Fehr et E. van Damme (2003) : « Liquidity in the Dutch Wholesale Electricity Market », *Document de Travail, Bureau néerlandais de la régulation de l'énergie (DTe)*. Disponible sur http://www.dte.nl/images/12_8760_tcm7-5872.pdf

Novy-Marx R. (2006) : « Excess Returns to Illiquidity », *Document de Travail, Chicago University*. Disponible sur http://faculty.chicagogsb.edu/robert.novy-marx/research/OtERtl.pdf

Percebois J. (2003) : « Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité », *Économie Publique*, vol. 12, pp. 71-98.

Pirrong S.C. (1997) : *The Economics, Law, and Public Policy of Market Manipulation*, Kluwer Academic Publisher, Boston.

Pirrong S.C. (2001) : « Manipulation of Cash-Settled Futures Contracts », *Journal of Business,* vol. 74, pp. 221-244.

Polo M. et C. Scarpa (2003) : « The Liberalization of Energy Markets in Europe and Italy », *Document de Travail Università Bocconi di Milano*, n° 230.
Disponible sur http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=381041

Sévi B. (2005) : *Marchés à terme et marchés dérivés. Du paradigme concurrentiel aux comportements stratégiques et application aux bourses d'électricité en Europe*, Thèse de Doctorat, Université de Montpellier I.

Sévi B. (2007) : « Préférences par rapport au risque et marchés à terme : le cas d'une quantité incertaine », *Recherches Économiques de Louvain*, à paraître.

Sikorzewski W. (2003) : *Analyse des manipulations des marchés à terme*, Thèse de Doctorat, Université de Caen.

Smeers Y. (2004) : « Marchés organisés et marchés de gré à gré en électricité », *Économie Publique*, vol. 14, pp. 3-21.

Stoft S. (2002) : *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, Wiley-IEEE Press, NY.

Woo C.-H., I. Horowitz et K. Hoang (2001) : « Cross Hedging and Forward-Contract Pricing of Electricity », *Energy Economics*, vol. 23, pp. 1-15.

Zachmann G. (2005) : « Convergence of Electricity Wholesale Prices in Europe? A Kalman Filter Approach », *Document de Travail, DIW, Technische Universität Dresden*, n° 512.

Résumé

Les industries de réseaux en Europe sont soumises à un mouvement profond de libéralisation. Cette libéralisation, qui s'accompagne par une ouverture progressive des marchés et d'une augmentation de la concurrence, crée de nouvelles opportunités mais aussi de nouveaux problèmes de coordination. En parallèle, de nouvelles contraintes environnementales viennent s'ajouter au cahier des charges des marchés énergétiques. C'est dans ce contexte qu'il faut considérer le fonctionnement et l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz en Europe.

1. Le contexte énergétique mondial

Dans la première partie du rapport, les auteurs présentent le contexte énergétique mondial. Les deux points qui paraissent fondamentaux à leurs yeux concernent la place nouvelle de la dimension environnementale dans les questions liées à l'énergie ainsi que le grand nombre de risques qui caractérisent la situation énergétique actuelle.

La situation énergétique internationale est en effet marquée par des risques et des incertitudes. Sur le front des hydrocarbures, la concentration des réserves sur des pays à risques suscite des craintes quant à la réalisation des investissements nécessaires. Toutefois, les incertitudes les plus importantes sont celles qui sont liées au réchauffement climatique. Ce constat amène les auteurs de ce rapport à se situer résolument dans une problématique énergie-environnement qui invite à l'action.

Néanmoins, s'il semble y avoir urgence à agir, les auteurs soulignent aussi les difficultés qu'il y a de concilier les problèmes énergétiques et environnementaux. Ils notent ainsi la très forte rigidité des systèmes en place. Même si la prise de conscience progressive des contraintes d'environnement fait partie des tendances lourdes, on n'observe pour l'instant aucune modification majeure et rapide du bilan énergétique mondial. La domination des trois grandes énergies fossiles est maintenue. Ces tendances lourdes et cette relative immobilité, comme le notent les auteurs, amènent l'Agence internationale de l'énergie à écrire que, dans un scénario où les politiques énergétiques actuelles sont inchangées, le futur énergétique

que nous construisons n'est pas soutenable – pour des raisons environnementales, mais aussi parce qu'il pourrait se heurter à une insuffisance de l'offre qui pourrait résulter de l'insuffisance des investissements, de catastrophes naturelles ou de ruptures d'approvisionnements.

Les auteurs insistent aussi sur la place des risques de nature *géopolitique*, liés à la géopolitique de la trentaine d'États qui contrôlent plus de 80 % des ressources en hydrocarbures. Les turbulences politiques, les luttes internes pour la captation des rentes pétrolières et gazières, les mouvements nationalistes inspirés par la rareté croissante des ressources, les convoitises de toutes sortes ne sont pas de nature à favoriser les investissements nécessaires pour transformer les ressources en place en capacités de production. Une insuffisance des investissements pourrait ainsi avoir pour effet d'aviver les tensions sur les marchés et sur les prix.

Enfin, les risques liés à la *régulation* constituent un sujet de préoccupations croissant pour les investisseurs. Ce risque concerne plus particulièrement les industries électriques et gazières. Compte tenu du montant des investissements envisagés dans l'électricité, c'est un élément important dans le processus décisionnel. Le rapport insiste sur le fait qu'en France et en Europe les investissements électriques et gaziers se font dans un paysage réglementaire non encore stabilisé. Le risque est d'autant plus présent qu'il s'agit d'investissements amortis sur plusieurs dizaines d'années.

2. La politique européenne

Si pour les auteurs de ce rapport, l'Europe n'a pas encore une véritable politique de l'énergie, ils soulignent qu'il existe une « vision européenne de l'énergie » fondée sur quelques grands principes consensuels : réduction des émissions de gaz à effet de serre, amélioration de l'efficacité énergétique, diversification du bilan énergétique, compétitivité, sécurité des approvisionnements en énergie. Le Livre vert de 2006 sur la sécurité des approvisionnements, le « paquet énergétique » présenté par la Commission le 10 janvier 2007, la réunion du Conseil européen en mars 2007, montrent clairement que cette « vision européenne de l'énergie » est une priorité qui doit être approfondie. Le contexte énergétique mondial et la dépendance croissante de l'Europe vis-à-vis des énergies importées confortent cette priorité qui pourrait aboutir à la définition d'une véritable politique européenne de l'énergie.

Une condition préalable pour aller plus loin est que tous les pays de l'Union aient transposé l'ensemble des textes réglementaires européens. Ce n'est pas encore le cas. Début 2007, des procédures étaient encore engagées à l'encontre de vingt pays pour non-transposition ou transposition insuffisante des directives. La Commission pose comme principe que les mécanismes du marché doivent permettre d'atteindre les objectifs fixés. Cependant, cela ne se fait pas toujours de manière spontanée et il est par-

fois nécessaire de contraindre les marchés par des actions régulées qui sont autant d'exceptions à la réalisation spontanée d'un équilibre. De plus, le marché n'est pas l'anarchie et il faut un régulateur qui fixe la règle du jeu (et ses exceptions) et la fasse respecter.

Dans cette optique, le rapport insiste sur le besoin d'indépendance des régulateurs. Les comparaisons faites entre les régulateurs européens semblent montrer qu'il existe des différences sensibles sur les pouvoirs qui leur sont conférés, les moyens dont ils disposent, l'indépendance qu'ils ont vis-à-vis du pouvoir politique et les responsabilités qui leur incombent. Or, le régulateur a un rôle crucial. Il a un rôle de surveillance des conditions d'accès aux réseaux et de surveillance de l'entreprise en monopole (les opérateurs de réseau) quant aux investissements nécessaires, qu'elle doit effectuer, pour développer le réseau, le moderniser, le sécuriser. Au-delà de ces responsabilités majeures, le régulateur peut avoir un pouvoir de surveillance des marchés, domaine dans lequel sa responsabilité peut être partagée ou coordonnée avec les autorités de la concurrence.

Les auteurs du rapport notent que le régulateur peut être aidé dans son rôle par des gestionnaires de réseaux, eux aussi indépendants. Ils reviennent sur ce point dans leurs recommandations finales.

Cette caractérisation des risques inhérents aux marchés énergétiques, concomitante au développement d'une vision européenne de l'énergie et à la mise en place d'instruments de régulation performants, constitue le cadre institutionnel dans lequel il est nécessaire de se placer pour comprendre le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France et en Europe ainsi que l'évolution récente des prix sur ces marchés.

3. Les marchés de l'électricité en France et en Europe

Les marchés de l'électricité en France et en Europe traversent une phase difficile marquée par une augmentation très importante des prix (*cf*. graphique), liée en grande partie à l'augmentation du prix des combustibles. Cette évolution suscite à la fois des mécontentements, des inquiétudes, et aussi des profits inattendus (la rente nucléaire ou les rentes hydrauliques par exemple).

En France, une bourse de l'électricité (*power exchange*), Powernext, a été créée en 2001. Depuis cette date, les prix de gros de l'électricité, sur Powernext, sont accrochés aux prix du marché allemand alors que pourtant le coût moyen de l'électricité nucléaire et hydraulique produite en France n'est pas susceptible d'avoir augmenté de façon significative. Ainsi, les prix de gros, qui étaient de l'ordre de 30 euros/MWh en 2004 sont montés à plus de 60 euros en 2006-2007.

Cet accrochage des prix français aux prix allemands est un sujet de préoccupation pour les consommateurs et les pouvoirs publics français. En effet, le niveau des prix allemands est très au-dessus du coût moyen de la

production française d'électricité nucléaire ou hydraulique. Les auteurs avancent plusieurs raisons pour expliquer un état de fait qui paraît durable : le coût marginal de long terme, le nouveau rôle des interconnexions et leur renforcement, l'interdépendance des bourses, l'effet CO_2 mais aussi le pouvoir de marché individuel et/ou collusif qui est potentiellement un des facteurs explicatifs

Les imperfections du marché de l'électricité peuvent en effet aussi être pointées du doigt pour expliquer le prix croissant de l'électricité en France et en Europe. Il s'agit d'un marché concentré, avec l'existence de restrictions verticales et une insuffisante intégration entre les marchés nationaux, notamment entre la France et l'Allemagne. Le manque de transparence des informations est aussi incriminé. Une plus grande transparence sur ces marchés apparaît nécessaire aux auteurs de ce rapport et permettrait :

- de réduire les barrières à l'entrée et les risques associés à la prise de décision, surtout chez les nouveaux entrants ;
- de réduire l'asymétrie d'information entre les acteurs ;
- d'instaurer un climat de confiance vis-à-vis de l'industrie et des marchés de gros.

Le manque de transparence freine le développement des marchés de gros, et plus généralement le développement de la concurrence.

C'est pourquoi les auteurs focalisent leurs recommandations sur les actions pro-compétitives les plus stratégiques et les plus urgentes. Ces recommandations sont rappelées en fin de résumé.

4. Les marchés du gaz en France et en Europe

Concernant les prix sur les marchés du gaz, les auteurs insistent sur les différences existantes entre ces marchés et ceux de l'électricité. L'électricité, au contraire du gaz, n'est pas stockable. Surtout, l'Europe dépend fortement des importations d'hydrocarbures. Cette dépendance s'est accrue au cours des dix dernières années et elle devrait s'accroître encore d'ici 2030. Le taux de dépendance énergétique de l'Union européenne était de 56 % en 2005 et il devrait dépasser 65 % en 2030. La dépendance à l'égard des importations de gaz passera de 57 % actuellement à 84 % en 2030, celle du pétrole de 82 à 93 %.

Pour expliquer les prix élevés du gaz, le rapport insiste sur deux caractéristiques des contrats gaziers :

- la passation de contrats de long terme, nécessaires pour assurer une sécurité d'approvisionnement mais souvent perçue comme entravant la concurrence ;
- l'indexation des prix dans ces contrats sur le brut qui participe de la déconnexion des prix avec le marché.

Le rapport souligne aussi que, comme pour le marché de l'électricité, les prix élevés peuvent aussi trouver leur source dans les imperfections du marché gazier en Europe. La communication de la Commission européenne, rendue publique le 10 janvier 2007, va dans ce sens et met l'accent sur les obstacles qui aujourd'hui, dans le domaine du gaz notamment, empêchent la mise en place d'un marché unique européen de l'énergie. Pour elle, il subsiste encore des entraves au jeu de la libre concurrence et elle affirme que « des hausses importantes des prix de gros du gaz et de l'électricité qui ne s'expliquent pas totalement par des coûts plus élevés des combustibles primaires et des obligations de protection de l'environnement ont amené la Commission à ouvrir une enquête sur le fonctionnement des marchés européens du gaz et de l'électricité ». Plusieurs barrières à l'entrée ont été recensées au cours de cette enquête : une concentration du marché traduisant des pouvoirs de marché excessifs de certains opérateurs (les opérateurs historiques notamment), un verrouillage vertical du marché, en particulier une séparation insuffisante du réseau de transport-distribution, le manque de transparence à certains niveaux de la chaîne gazière (le transport transfrontalier en particulier) et des congestions aux frontières préjudiciables à une plus grande compétition.

Pour la Commission de Bruxelles, « les contrats d'importation de gaz utilisent des indices de prix liés aux dérivés du pétrole (fioul léger ou fioul lourd) et les prix ont par conséquent suivi de près l'évolution des marchés pétroliers. Cette liaison donne lieu à des prix de gros qui ne réagissent pas aux fluctuations de l'offre et de la demande de gaz, ce qui compromet la sécurité des approvisionnements. Il est essentiel d'assurer la liquidité du marché afin d'améliorer la confiance à l'égard de la formation des prix dans les plates-formes de négoce du gaz, ce qui permettra de relâcher le lien avec le pétrole. Dans plusieurs États membres, les tarifs réglementés ont eu des effets défavorables sur le développement de marchés concurrentiels car ils ont été fixés à des niveaux très faibles par rapport aux prix de gros et couvrent une grande partie du marché, ce qui entraîne effectivement une re-régulation. » (Communication du 10 janvier 2007, COM 851 final p. 8). Ce qui est en cause, c'est à la fois l'indexation des prix de gros du gaz sur les prix des produits pétroliers et le maintien, au niveau du marché de détail, de prix réglementés pour les consommateurs non éligibles ou éligibles (et qui n'ont pas fait jouer cette éligibilité). Ces prix réglementés sont trop faibles et envoient un mauvais signal aux opérateurs, les consommateurs comme les investisseurs, même si le différentiel entre le prix réglementé et le prix du marché *spot* pour le gaz naturel est plus faible que pour l'électricité. Pour Bruxelles, ces prix réglementés ont vocation à disparaître progressivement après juillet 2007. La Commission regrette également l'existence de contrats à long terme entre les fournisseurs historiques et certains clients finals, notamment des contrats reconductibles par tacite reconduction et qui constituent à ses yeux des barrières à l'entrée pour de nombreux fournisseurs.

Au terme du rapport, les auteurs défendent l'idée selon laquelle le maintien de contrats à long terme est une bonne chose pour la sécurité des ap-

provisionnements ainsi que les clauses d'indexation qui sont un élément favorable dans un contexte où le gaz conserve de nombreux substituts au niveau des produits pétroliers. Une plus grande souplesse des clauses d'enlèvement est toutefois souhaitable et dès que les marchés « *spot* » du gaz seront devenus plus liquides sur le continent européen une indexation des prix des contrats sur les prix « *spot* » du gaz sera envisageable et bénéfique pour tous.

5. Les liens entre les prix de l'électricité et du gaz

Les auteurs notent par ailleurs que la question de l'évolution du prix de l'électricité en France et celle du prix du gaz ne sont pas deux questions indépendantes. En effet, la dépendance des prix français à l'égard des prix allemands de l'électricité, mentionnée plus haut, se traduit *in fine* par une dépendance des prix de l'électricité à l'égard des prix du gaz naturel. Cela tient au fait que le marché franco-allemand de l'électricité est aujourd'hui un marché intégré, bien interconnecté (plus de 6 000 MW). Sur ce marché, le prix allemand est le prix directeur et il est corrélé durant une bonne partie de l'année (les deux tiers du temps) au coût de production d'une centrale à gaz. La centrale nucléaire française n'est marginale que durant une faible période (un tiers du temps) et c'est la centrale marginale allemande au gaz qui fait le prix le reste du temps. Les opérateurs qui utilisent le gaz naturel pour produire leur électricité ne prennent pas de risques puisque la hausse du prix du gaz importé se répercute dans le prix de l'électricité, ce qui ne remet pas en question la rentabilité du capital investi. Une chute du prix du pétrole, donc du prix du gaz, serait en revanche de nature à compromettre la compétitivité du nucléaire français d'autant que la rentabilité des deux types d'investissement ne se calcule pas sur la même durée de vie. Cet alignement des prix français sur les prix allemands procure à EDF une « rente nucléaire » confortable. Les auteurs notent d'ailleurs que l'existence d'une telle « rente » est de nature à remettre en question l'acceptabilité sociale du nucléaire en France. Le choix de l'Allemagne de ne pas relancer le nucléaire et d'en sortir à terme a donc un impact direct sur le prix payé par le consommateur français d'électricité. Du point de vue collectif le « *mix* énergétique franco-allemand » est donc loin d'être optimal. C'est parce que le poids du nucléaire est trop faible en Allemagne, et même en Europe, que les prix de l'électricité sont tirés à la hausse par les prix des hydrocarbures. D'ailleurs, le rapport souligne qu'une relance concertée du nucléaire aurait le mérite de baisser le coût moyen de l'électricité d'autant plus que cela se traduirait par une détente sur le marché du gaz naturel : la forte demande de gaz en Europe et dans le monde s'explique dans une large mesure par les besoins de la génération électrique. On pourrait ainsi assister à un « cercle vertueux » : la relance du nucléaire baisse le coût de l'électricité et le prix du gaz et cette baisse du prix du gaz exerce à son tour un effet bénéfique sur le prix de revient de l'électricité d'origine thermique… Une augmentation

de la part du nucléaire en Allemagne conduirait à un prix d'équilibre plus faible sur le marché de gros franco-allemand de l'électricité. La bonne interconnexion des deux marchés fait que le prix d'équilibre est sensiblement le même dans les deux pays et cela profite au consommateur allemand durant une partie de la « période de base » mais le poids des centrales thermiques en Allemagne fait que ce prix d'équilibre tend à s'aligner sur le coût de production allemand le reste du temps, ce qui pénalise le consommateur français. Paradoxalement moins d'interconnexion permettrait au marché français de rester « isolé » plus longtemps ce qui serait bénéfique pour le consommateur français.

6. Les principales recommandations du rapport

En focalisant leur analyse sur les marchés du gaz et de l'électricité, les auteurs ont choisi de privilégier l'aspect institutionnel qui leur paraît être la force motrice de la construction européenne. Il leur semble que la France a un rôle important à jouer dans cette dynamique institutionnelle. Les principales recommandations du rapport visent essentiellement à renforcer le pouvoir de certaines entités de façon à accélérer l'harmonisation des procédures et des standards, la coordination, la circulation de l'information, la transparence. Ainsi les auteurs de ce rapport proposent de :

• renforcer l'indépendance des régulateurs nationaux et de s'assurer notamment que la défense de l'intérêt collectif passe bien avant celle des intérêts particuliers (opérateurs mais aussi intérêts à court terme des consommateurs) ;

• renforcer le pouvoir de l'association des régulateurs européens (ERGEG-Plus) et d'harmoniser les périmètres d'action des divers régulateurs européens. Il serait souhaitable que le club des régulateurs puisse par exemple établir un « code de bonne conduite » qui fixe des règles communes pour l'accès aux réseaux, le traitement des congestions et du transit ;

• renforcer le pouvoir de l'association des opérateurs de réseaux (pour le gaz naturel et pour l'électricité). Ces associations doivent agir en étroite concertation avec l'association des régulateurs ;

• coordonner et créer les impulsions nécessaires pour les investissements du futur. Le système français de programmation pluriannuelle des investissements (PPI) pour l'électricité apparaît difficilement transposable à l'Europe pour les auteurs, mais ils suggèrent des méthodes mieux adaptées, au moins pour les pays qui sont disposés à aller plus loin dans l'harmonisation et la construction d'un « Schengen de l'énergie ». Ainsi, l'approche adoptée dans ce rapport est fondée sur l'idée que l'on irait progressivement, au moins sur la plaque continentale, vers un seul réseau électrique, un seul organisme de régulation et un seul marché pour l'électricité ;

• stimuler les investissements des gestionnaires de réseau sans hésiter parfois à encourager les surcapacités pour accélérer à terme la fluidité des marchés et la concurrence ;

• adapter progressivement les prix et les tarifs pour qu'ils envoient les vrais signaux de marché, ceux qui reflètent les coûts des investissements nécessaires au niveau européen, pour construire un système énergétique qui soit compétitif, sûr et qui participe au développement durable.

7. Commentaires

Dans son commentaire, Philippe Chalmin souligne le fait que l'on ne peut traiter des marchés de l'électricité et du gaz comme de classiques marchés de matières premières. Leur place est fondamentale tant en termes de choix de société que de maîtrise de l'environnement. Il est donc parfaitement logique et légitime qu'il y ait en Europe comme ailleurs une politique de l'énergie celle-ci visant certes à une harmonisation des pratiques nationales, à une meilleure régulation des marchés et des approvisionnements mais surtout à la prise en compte de choix collectifs d'autant plus importants que l'Europe fait figure de référence au niveau mondial en termes énergétiques et même environnementaux. Dès lors, il ne peut que souscrire aux principales recommandations du rapport et notamment à l'idée d'un renforcement de la régulation et surtout de la gouvernance énergétique européenne. Il insiste néanmoins sur le fait que cette gouvernance aujourd'hui n'existe pas et qu'il s'agirait plutôt de la créer, avec plus d'audace que ne l'envisagent les auteurs. Au fond, la question fondamentale à ses yeux, que soulève le rapport, demeure celle de la transmission des signaux du marché à la formation des prix et des tarifs de l'énergie en Europe. Le seul fonctionnement du marché mâtiné de quelques régulations ne peut tenir lieu de politique énergétique à l'Europe comme le supposent les autorités bruxelloises. Le risque lui semble donc être de mettre la « charrue » du marché avant les « bœufs » de la gouvernance et surtout de l'intérêt public.

Élie Cohen souligne quant à lui qu'il y a, au niveau européen, conflit d'objectifs dans les politiques poursuivies, régulation inadaptée, et objectifs de libéralisation déconnectés des enjeux réels. Il critique le parti pris systématiquement descriptif et institutionnel des auteurs du rapport qui lui semblent postuler une cohérence entre politiques et feindre de croire que l'*institutional design* est amendable aux marges. Il indique que la politique énergétique européenne ne sortira de l'impasse actuelle que si quatre conditions sont remplies. Tout d'abord, une hiérarchisation des objectifs avec un enjeu climatique qui doit devenir central. Ensuite, une évolution du design institutionnel afin d'intégrer les marchés par le développement des interconnexions et par une régulation commune. Mais aussi, la formation d'acteurs énergétiques puissants au niveau européen doit être favorisée au lieu de s'acharner à vouloir casser les champions européens tels EDF ou Eon. Enfin, la reconnaissance du fait que le combat pour l'*ownership unbundling* est vain.

Summary

Gas and Electricity: A Challenge for Europe and for France

Network industries in Europe are subject to an underlying trend towards deregulation. This deregulation, which is accompanied by the gradual opening up of markets and increased competition, creates new opportunities but also new problems in terms of coordination. At the same time, the energy markets have seen new environmental constraints added to their specifications. It is against this backdrop that we have to consider the way in which the electricity and gas markets in Europe operate and their development.

1. The global energy context

In the first section of the report, the authors present the global energy context. The two points that appear to be fundamental in their eyes concern the new place of the environmental aspect in energy-related issues and the large number of risks that are a feature of the current energy situation.

In fact, risks and uncertainties have a major impact on the international energy situation. In the case of hydrocarbons, the concentration of reserves in high-risk countries generates fears regarding the implementation of necessary investments. However, the greatest uncertainties are those linked to global warming. This fact has prompted the report's authors to focus firmly on an energy/environmental issue that calls for action.

However, although it appears that urgent action is required, the authors also highlight the difficulties in reconciling energy and environmental issues. They note that the systems in place are very rigid. Although a gradual awareness of environmental constraints is one of the underlying trends, for

the moment there is no sign of any major and rapid change in the global energy balance sheet. The domination of the three main fossil fuels remains. These underlying trends and this relative immobility, as the authors point out, have prompted the International Energy Agency to write that, in a scenario where current energy policies are unchanged, the energy future that we are building is unsustainable – for environmental reasons but also because it could come up against inadequate supply as a result of inadequate investment, natural disasters or disruptions in supplies.

The authors also stress the importance of *geopolitical* risks related to the geopolitics of the thirty States which control more than 80% of hydrocarbon resources. Political turmoil, internal struggles for the capture of oil and gas income, nationalist movements inspired by the growing scarcity of resources, and all kinds of covetous ambitions are unlikely to encourage the investments needed to transform the resources in place into production capacity. Inadequate investment could therefore have the effect of fuelling tensions in the markets and raising prices.

Lastly, *regulation-related* risks are an increasingly worrying issue for investors. This risk concerns the electricity and gas industries in particular. Given the amount of investments envisaged in electricity, this is an important factor in the decision-making process. The report stresses the fact that in France and Europe, electricity and gas investments are made in a regulatory environment that is not yet stabilised. The risk is all the more evident since investments are amortised over several tens of years.

2. European policy

Although for the authors of this report, Europe does not yet have a genuine energy policy, they highlight the fact that there is a "European energy vision" based on a few major consensual principles: reduction in greenhouse gas emissions, improvement in energy efficiency, diversification of the energy balance sheet, competitiveness, security of energy supplies. The 2006 Green Paper on the security of supplies, the "energy package" presented by the Commission on 10 January 2007, the European Council meeting in March 2007, clearly show that this "European energy vision" is a priority that needs to be examined more closely. The global energy context and Europe's growing dependence on imported energies reinforce this priority which could result in the definition of a genuine European energy policy.

A prerequisite for going further is for all European Union countries to have transposed all the European regulatory laws. This is not yet the case. At the beginning of 2007, proceedings were still initiated against twenty countries for non-transposition or inadequate transposition of directives. It is a Commission principle that market mechanisms must make it possible to achieve the objectives that have been set. However, this is not always achieved spontaneously and it is sometimes necessary to compel the mar-

kets through regulated measures, which are all exceptions to the spontaneous achievement of a balance. Moreover, the market is not anarchy and there must be a regulator that sets the rules of the game (and its exceptions) and ensures they are adhered to.

In this respect, the report stresses the need for regulators to be independent. Comparisons made between European regulators appear to show that there are significant differences in terms of the powers with which they are entrusted, the resources available to them, their independence in relation to political power and their responsibilities. However, the regulator has a crucial role. It has the role of supervising the conditions for access to the networks and supervising the company in a monopoly position (network operators) with regard to the necessary investments it must make to develop, modernise and ensure the security of the network. In addition to these major responsibilities, the regulator may have the power to supervise the markets, an area in which its responsibility may be shared or coordinated with the competition authorities.

The report's authors note that the regulator may be helped in its role by network managers, which are also independent. They return to this point in their final recommendations.

This description of the risks inherent in the energy markets, together with the development of a European energy vision and the implementation of effective regulatory instruments, constitutes the institutional framework that needs to be considered in order to understand the way in which the electricity and gas markets in France and Europe operate as well as recent price trends in these markets.

3. Electricity markets in France and Europe

The electricity markets in France and Europe have been going through a difficult period marked by a substantial increase in prices, largely due to the increase in fuel prices. This trend has given rise to discontent, concerns, and also unexpected profits (for example, nuclear or hydraulic income).

In France, a power exchange, Powernext, was set up in 2001. Since that date, electricity wholesale prices on Powernext have been indexed to prices in the German market, whereas the average cost of hydraulic and nuclear electricity produced in France is not likely to have risen significantly. Hence, wholesale prices, which were around EUR 30/MWh in 2004 rose to more than EUR 60 in 2006-2007.

This indexing of French prices to German prices is a subject of concern for the French public authorities and consumers. In fact, the level of German prices is well above the average cost of French hydraulic or nuclear electricity production. The authors have put forward several reasons to explain a situation that seems lasting: the marginal long-term cost, the new role of

interconnections and their reinforcement, the interdependence of exchanges, the CO_2 effect but also the power of an individual and/or collusive market which is potentially one of the explanatory factors.

It is also possible to point the finger at the imperfections of the electricity market to explain the increasing price of electricity in France and Europe. It is a concentrated market, with vertical restrictions and insufficient integration between national markets, particularly between France and Germany. The lack of transparent information is also blamed. Greater transparency in these markets appears to be necessary for the authors of this report and would make it possible to:

- reduce the entry barriers and the risks associated with decision-taking, especially for new entrants;
- reduce the information asymmetry between players;
- to establish a climate of confidence with regard to the industry and wholesale markets.

The lack of transparency is hampering the development of wholesale markets and, more generally, the development of competition.

This is why the authors have focused their recommendations on the most strategic and most urgent pro-competition measures. These recommendations are reiterated at the end of the summary.

4. Gas markets in France and Europe

In the case of prices in the gas markets, the authors emphasise the differences existing between these markets and the electricity markets. Unlike gas, electricity cannot be stored. More importantly, Europe is highly dependent on hydrocarbon imports. This dependence has increased during the last ten years and looks set to increase again between now and 2030. The European Union's energy dependence rate was 56% in 2005 and is expected to exceed 65% in 2030. Dependence on gas imports looks set to rise from 57% currently to 84% in 2030, with the figure for oil rising from 82% to 93%.

To explain the high gas prices, the report emphasises two features of gas contracts:

- the signing of long-term contracts, which are necessary to secure supplies but often perceived as hindering competition;
- the indexing of prices in these contracts to crude which contributes to price decoupling with the market.

The report also underlines that, as in the case of the electricity market, high prices can also originate from imperfections in the gas market in Europe. The European Commission's communication, made public on

10 January 2007, pursues this line and focuses on the obstacles which are currently, especially in the case of gas, preventing the introduction of a single European energy market. For the European Commission, there are still some barriers to free competition and it states that "substantial increases in gas and electricity wholesale prices that cannot be entirely explained by higher primary fuel costs and obligations to protect the environment prompted the Commission to open an inquiry into the way the European gas and electricity markets operate". Several entry barriers were listed during this inquiry: market concentration reflecting the excessive market powers of some operators (traditional operators especially), vertical closing off of the market, in particular insufficient separation of the transportation/distribution network, the lack of transparency at certain levels of the gas chain (cross-border transportation in particular) and border congestion, all of which are detrimental to greater competition.

For the Commission in Brussels, "gas import contracts use price indexes linked to oil derivatives (domestic fuel or heavy gas oil) and therefore prices have closely tracked the trend in the oil markets. This connection results in wholesale prices that do not react to fluctuations in gas supply and demand, thus jeopardising the security of supplies. It is essential to ensure the liquidity of the market in order to improve confidence with regard to price formation in gas trading platforms. This will make it possible to loosen the link with oil. In several Member States, regulated tariffs have had unfavourable effects on the development of competitive markets because they have been set at very low levels in relation to wholesale prices and cover a large section of the market, effectively leading to a re-regulation." (Communication of 10 January 2007, COM 851 final p. 8). What is in question is both the indexing of gas wholesale prices to the prices of oil products and the maintaining of regulated prices in the retail market for non-eligible consumers or eligible consumers (that have not exercised this eligibility). These regulated prices are too low and send a bad signal to the operators, consumers and investors alike, even though the difference between the regulated price and the spot market price for natural gas is smaller than for electricity. For Brussels, these regulated prices are destined to gradually disappear after July 2007. The Commission also regrets the existence of long-term contracts between traditional suppliers and some end-customers, notably contracts that are renewable by tacit agreement and which, in the eyes of the Commission, constitute entry barriers for many suppliers.

At the end of the report, the authors defend the idea whereby maintaining long-term contracts is a good thing for the security of supplies, as well as indexation clauses which are a favourable factor in an environment where gas still has numerous substitutes in terms of oil products. However, greater flexibility in removal clauses is desirable and as soon as the gas spot markets have become more liquid on the European continent, the indexing of contract prices to gas spot prices can be envisaged and will be beneficial for everybody.

5. Links between electricity and gas prices

The authors also note that the issue of the electricity price trend in France and the gas price trend are not two separate issues. In fact, the dependence of French prices on German electricity prices, mentioned above, ultimately results in the dependence of electricity prices on natural gas prices. This is due to the fact that the French/German electricity market is currently an integrated market that is highly interconnected (more than 6,000 MW). The German price is the guiding price in this market and it is correlated for much of the year (two-thirds of the time) to the production cost of a gas power station. The French nuclear power station plays only a marginal role for a short period (one-third of the time) and it is the marginal German gas power station that dictates the price the rest of the time. Operators that use natural gas to produce their electricity do not take any risks because the increase in imported gas prices is passed on in the price of electricity, which does not jeopardise the profitability of the capital invested. However, a decline in oil prices, and therefore the gas price, would be liable to undermine the competitiveness of French nuclear energy especially as the profitability of the two types of investment is not calculated over the same lifespan. This alignment of French prices to German prices gives EDF a comfortable "nuclear income". The authors also note that the existence of such "income" is likely to call into question the social acceptability of nuclear energy in France. Germany's decision not to revive nuclear energy and ultimately to pull out of nuclear energy therefore has a direct impact on the price paid by French electricity consumers. From a collective viewpoint, the "French/German energy mix" is therefore far from optimal. It is because the role of nuclear energy is too small in Germany, and even Europe, that electricity prices are driven upwards by hydrocarbon prices. Moreover, the report underlines the fact that the concerted revival of nuclear energy would have the merit of reducing the average cost of electricity especially as this would lead to an easing in the natural gas market: strong demand for gas in Europe and worldwide can be attributed to a large extent to the need for electricity generation. We could therefore see a "virtuous circle": the revival of nuclear energy reducing the cost of electricity and the price of gas and this reduction in the price of gas having, in turn, a beneficial impact on the cost price of thermal electricity … An increase in nuclear's share in Germany would lead to a lower equilibrium price in the French/German electricity wholesale market. The good interconnection of the two markets means that the equilibrium price is much the same in both countries and this benefits German consumers for part of the "basic period". However, the importance of thermal power stations in Germany means that this equilibrium price tends to be aligned to German production cost the rest of the time, which penalises French consumers. Paradoxically, less interconnection would allow the French market to remain "isolated" for longer, which would be beneficial for French consumers.

6. The report's main recommendations

By focusing their analysis on the gas and electricity markets, the authors have chosen to give priority to the institutional aspect which, in their view, constitutes the driving force for the construction of a European energy market. In their view, France has a major role to play in this institutional momentum. The report's main recommendations are designed primarily to strengthen the powers of certain entities in order to accelerate the harmonisation of procedures and standards, coordination, the circulation of information, and transparency. Hence, the report's authors propose:

• increasing the independence of national regulators and ensuring, in particular, that the protection of the collective interest comes before individual interests (operators but also the short-term interests of consumers);

• increasing the powers of the Association of European Regulators (ERGEG-Plus) and harmonising the scope of action of the various European regulators. It would be desirable if, for example, the club of regulators could establish a "code of good conduct" that sets the common rules for access to the networks, congestion and transit processing;

• increasing the powers of the association of network operators (for natural gas and electricity). These associations must act in close consultation with the association of regulators ;

• coordinating and creating the impetus necessary for future investments. For the authors, it would appear to be difficult to transpose the French system of long-term investment planning (PPI) for electricity to Europe. However, they suggest more appropriate methods, at least for countries that are prepared to go further in the harmonisation and construction of an "energy Schengen". Hence, the approach adopted in this report is based on the idea of moving gradually, at least in Continental Europe, towards a single electricity network, a single regulatory body and a single electricity market;

• stimulating investments by network managers without hesitating, sometimes, to encourage overcapacity in order to ultimately accelerate the fluidity of the markets and competition;

• gradually adapting prices and tariffs so that they send the real market signals, those that reflect the cost of the investments needed at European level to build an energy system that is competitive, secure, and that contributes to sustainable development.

7. Comments

In his comments, Philippe Chalmin underlines the fact that we cannot treat the gas and electricity markets like traditional commodities markets. They have a fundamental place both in terms of choosing the kind of society we want to live in and environmental control. It is therefore perfectly logical

and legitimate that in Europe, as elsewhere, there is an energy policy aimed at the harmonisation of national practices, better regulation of the markets and supplies but, more importantly, that takes account of collective choices, which are especially important given that Europe is a global benchmark in energy and even environmental terms. Consequently, he has to subscribe to the report's main recommendations and notably the idea of strengthening the regulations and especially European energy governance. Nevertheless, he emphasises the fact that currently this governance does not exist, which would entail establishing it, with more boldness than the authors envisage. Basically, in his eyes, the fundamental issue that the report raises is that of the transmission of market signals for the formation of energy prices and tariffs in Europe. The operation of the market alone combined with a few regulations cannot be a substitute for a European energy policy as the Brussels authorities assume. Therefore, he sees the risk as putting the "cart" of the market before the "horse" of governance and especially public interest.

Meanwhile, Élie Cohen emphasises that, at European level, there is a conflict of objectives in the policies pursued, inappropriate regulations, and deregulation objectives that are disconnected from the real issues. He criticises the systematically descriptive and institutional bias of the report's authors who seem to him to be postulating consistency between policies and pretending to believe that the *institutional design* can also be amended. He indicates that the European energy policy will only emerge from the current impasse if four conditions are met. Firstly, the prioritisation of objectives, with climate becoming a central issue. Secondly, changes in the institutional design in order to integrate markets through the development of interconnections and a common regulation. But also, it is necessary to encourage the formation of powerful energy players at European level instead of striving to bring about the downfall of European champions such as EDF or Eon. Finally, recognition of the fact that the battle for *ownership unbundling* is futile.

PREMIER MINISTRE

Conseil d'Analyse Économique

66 rue de Bellechasse 75007 PARIS
Téléphone : 01 42 75 53 00
Télécopie : 01 42 75 51 27

Site Internet : www.cae.gouv.fr

Cellule permanente

Christian de Boissieu
Président délégué du Conseil d'analyse économique

Pierre Joly
Secrétaire général

Gunther Capelle-Blancard
Conseiller scientifique
Microéconomie
Économie financière

Jérôme Glachant
Conseiller scientifique
Macroéconomie
Théorie de la croissance

Lionel Ragot
Conseiller scientifique
Macroéconomie
Économie de l'environnement

Marie Salognon
Conseillère scientifique
Économie de l'emploi et du travail

Stéphane Saussier
Conseiller scientifique
Économie des institutions
Économie des partenariats public/privé

Christine Carl
Chargée des publications et de la communication
01 42 75 77 47
christine.carl@pm.gouv.fr

Agnès Mouze
Chargée d'études documentaires
01 42 75 77 40
agnes.mouze@pm.gouv.fr