



HAL
open science

Sécurité énergétique de l'Union européenne : les enjeux de la libéralisation dans un environnement international risqué.

Cédric Clastres, Catherine Locatelli

► **To cite this version:**

Cédric Clastres, Catherine Locatelli. Sécurité énergétique de l'Union européenne : les enjeux de la libéralisation dans un environnement international risqué.. 2009. halshs-00377932

HAL Id: halshs-00377932

<https://shs.hal.science/halshs-00377932>

Submitted on 23 Apr 2009

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



LABORATOIRE D'ECONOMIE DE LA PRODUCTION
ET DE L'INTEGRATION INTERNATIONALE

UMR 5252 CNRS - UPMF

CAHIER DE RECHERCHE

N° 19

**Sécurité énergétique de l'Union européenne :
les enjeux de la libéralisation dans un
environnement international risqué**

**Cédric Clastres^{1,2}
Catherine Locatelli¹**

avril 2009

¹ LEPiI, UPMF-CNRS

² Grenoble Electrical Engineering (G2ELAB) - INPG, UJF, CNRS

Sécurité énergétique de l'Union européenne : les enjeux de la libéralisation dans un environnement international risqué¹

C. Clastres²

*G2ELAB - CNRS – Grenoble-INP / UJF
BP 46-38402 Saint Martin d'Herès - France*

*LEPII-EREN – UPMF - CNRS
BP 47 - 38040 Grenoble Cedex 9 – France*

C. Locatelli³

*LEPII-EREN – UPMF - CNRS
BP 47 - 38040 Grenoble Cedex 9 – France*

Mars 2009

Résumé

Le processus européen de libéralisation et d'intégration des différents marchés européens en un marché unique poursuit son développement. Cependant, le contexte énergétique de l'Europe dans lequel intervient cette ouverture des marchés de l'énergie se modifie. Aussi, la question de la sécurité énergétique des états membres est au cœur de divers débats. Cette sécurité atteint non seulement le secteur gazier, où les contrats et les relations avec les fournisseurs ont été construites pour assurer une certaine sécurité, mais se répercute aujourd'hui également sur le marché électrique de part la part croissante du gaz comme input dans la production électrique. Les deux secteurs sont donc confrontés à des problèmes de sécurité (investissements dans les moyens de pointe, les infrastructures de transport, la diversification, signature de contrats de termes différents, ...) qu'il faut gérer au mieux pour assurer la fourniture de biens qui apparaissent comme des biens nécessaires socialement et économiquement. Dans cet article, nous nous proposons d'étudier le problème de la sécurité énergétique de l'Europe dans un univers changeant et dont les risques se modifient.

Mots clés : sécurité énergétique, risque, fournisseurs, investissements

¹ Une partie de ce travail provient des travaux de recherche effectués dans le cadre d'un contrat d'EDF. Que les responsables en soient remerciés.

² Email : cedric.clastres@g2elab.grenoble-inp.fr

³ Email : Catherine.Locatelli@upmf-grenoble.fr

Introduction

Depuis la première directive de 1998 instaurant l'ouverture des marchés énergétiques à la concurrence, l'environnement énergétique de l'UE mais aussi sa propre situation interne se sont fortement modifiés et ce à plusieurs points de vue. En premier lieu, l'environnement géopolitique de l'Europe a changé. La montée du « nationalisme pétrolier », les questions de transit (cf. le conflit gazier entre la Russie et l'Ukraine) ou encore l'extrême volatilité des prix du pétrole, ont conduit à un environnement mondial de plus en plus risqué, dominé par les préoccupations de sécurité énergétique. En deuxième lieu, le paysage sur-capacitaire de l'UE, notamment en termes de capacité électrique, a fait place à des tensions croissantes en matière de production dans un contexte de relation de plus en plus étroite entre le gaz et l'électricité, le premier servant d'input pour la production du second. Des besoins se font sentir dans les secteurs de la production gazière avec des gisements européens qui arrivent en fin de vie (mer du Nord), ce qui crée *de facto* une augmentation de la dépendance énergétique européenne vis-à-vis des fournisseurs extérieurs à l'Union européenne. Concernant le transport, la diversification de l'approvisionnement gazier impose la construction de capacité de GNL ou de gazoducs de longue distance. Dans les secteurs de la production électrique, les marges de sécurité se sont amenuisées.

Un des enjeux majeurs de la politique énergétique de l'UE est sans conteste aujourd'hui de s'assurer que le cadre économique, réglementaire et institutionnel défini par le processus de création de marchés intégrés et concurrentiels est susceptible de garantir les besoins d'investissements considérables que nécessitent les maillons de la chaîne énergétique (électrique et gazière). Il s'agit par ce biais de garantir la sécurité d'approvisionnement de l'UE tant en matière d'électricité que de gaz. Les autorités européennes mettent d'ailleurs en avant dans leurs recommandations de 2007 les besoins en investissements pour sécuriser à la fois les marchés électrique et gazier européens (European Commission, 2007a et 2007b).

Au regard de ces enjeux une question s'impose. Le « paradigme de la libéralisation » des industries de réseau, tel qu'il est mis en place par l'UE au travers de l'intégration des marchés des principes concurrentiels et plus généralement de la *Rule of Law*, permet-il de répondre aux enjeux actuels de sécurité énergétique ? Dans un environnement mondial de plus en plus risqué et fermé, est-il en mesure de fournir les incitations économiques permettant de répondre aux besoins d'investissements actuels ? Cet article se propose de développer cette problématique à partir de deux aspects clés, la question des investissements dans le secteur électrique de l'UE et celle de sa relation avec ses principaux fournisseurs de gaz. Sur ce sujet, les questions de cohérence et de complémentarité institutionnelles telles que développées par l'analyse néo-institutionnaliste (en particulier Aoki, 2001) sont de première importance pour tenter d'appréhender les enjeux et les conséquences liés à la mise en œuvre des directives gazières et électriques.

I – Politique énergétique de l'UE et contexte international : quelles cohérences institutionnelles ?

Les règles et les normes institutionnelles qui structurent les directives gazières et électriques de l'UE s'inscrivent dans une politique énergétique centrée sur un paradigme où prédominent trois logiques principales, celle de la privatisation, celle de la libéralisation et celle de la concurrence. Les évolutions actuelles incitent toutefois à s'interroger sur leur totale pertinence ou tout au moins leur capacité à gérer au mieux le nouvel environnement énergétique mais

aussi géopolitique qui s'impose depuis le début des années 2000. La montée des préoccupations environnementales couplée à l'émergence de nouveaux enjeux de sécurité énergétique (extrême variabilité des prix du brut, interruptions des livraisons gazières en raison de problème de transit...) invitent à s'interroger sur le paradigme de la politique énergétique de l'UE et les outils qui l'accompagnent. La cohérence des trois « piliers » qui structurent la politique énergétique européenne, compétitivité, sécurité énergétique et développement durable, est de manière croissante mise en question (Glachant, 2009).

1. Le paradigme de la libéralisation des industries de réseau : une cohérence recherchée avec l'environnement international des années 1980

L'ouverture des marchés électrique et gazier de l'UE élaborée dans les années 1980 a pour objectif principal d'accroître la compétitivité des entreprises. S'inscrivant dans une phase de globalisation de l'économie, le problème n'est plus prioritairement d'assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique mais bien de disposer d'une énergie bon marché, notamment en diminuant les rentes de monopoles en introduisant de la concurrence. Les outils et institutions mis en œuvre : *unbundling*, ATR.....sont élaborés pour répondre à ces objectifs.

La préoccupation de la sécurité énergétique n'est pas abandonnée mais laissée à la seule gestion par le marché et ses institutions. Les bas prix du pétrole et donc par voie de conséquence ceux du gaz, supposés traduire une offre en hydrocarbures abondante mais aussi les surcapacités de production existantes au sein de l'UE, sont considérés comme des facteurs suffisants pour assurer la sécurité énergétique (gazière et électrique de l'UE). L'extension des règles et normes de marché (libéralisation et privatisation) au sein d'un système international dominé par le multilatéralisme constitue le mécanisme de régulation de la sécurité énergétique, dès lors qu'elle préside à la création « du grand marché énergétique » (Correljé et Van der Linde, 2006). Au centre de ce dispositif figurent les traités internationaux d'investissements, conçus comme un cadre où l'application de la *Rule of Law* permet de garantir les investissements internationaux et donc l'accès aux ressources en hydrocarbures pour les compagnies pétrolières internationales (Wälde, 2008).

Les directives électriques et gazières européennes sont en parfaite cohérence, notamment institutionnelle avec ce cadre global, même si dans le cas du gaz une part importante des fournitures gazières de l'UE est assurée par des fournisseurs extérieurs à l'Union et donc non concernés par les réformes (Algérie, Russie voire Norvège). Il s'agit pour l'UE de gérer la question de ses fournisseurs extérieurs principalement au travers d'un « élargissement du marché », ce qui implicitement suppose d'étendre les règles (la *Rule of Law*) et normes institutionnelles communautaires aux principaux fournisseurs de l'UE soit l'exercice d'un *soft power* pour discipliner le comportement et le jeu des acteurs (Finon et Locatelli, 2007 ; Gomart, 2008). Ce projet est principalement porté par le traité sur la Charte de l'énergie dont l'objectif est de sécuriser les investissements internationaux (Estrada, 2006) mais aussi, au travers du protocole de transit, d'ouvrir le réseau de gazoducs de Gazprom aux fournisseurs extérieurs afin notamment d'amener le gaz d'Asie centrale en Europe⁴. A cela s'ajoute les différents partenariats signés avec la Russie (partenariat stratégique en renégociation) et la Méditerranée (partenariat euro-méditerranéen lancé en 1995) et la politique de voisinage avec

⁴ Vu leurs réserves, le Kazakhstan et le Turkménistan pourraient devenir des fournisseurs importants de l'UE, à condition que soit résolu le problème des voies d'évacuation compte tenu de l'enclavement de ces pays. La Russie, à condition que son réseau de gazoducs fonctionne en accès au tiers, pourrait de ce point de vue représenter une des solutions les moins coûteuses.

la Méditerranée. Le point d'aboutissement de ces différentes logiques serait l'établissement d'une communauté paneuropéenne de l'énergie. Celle-ci permettrait la mise en place d'un « espace réglementaire commun » en Europe. Il s'agirait par ce biais de créer un marché prévisible et transparent capable de stimuler les investissements et la croissance, et donc de favoriser la sécurité de l'approvisionnement pour l'UE et ses pays voisins.

2. La nécessité d'un nouveau paradigme dans les industries de réseau face aux évolutions du contexte énergétique international et communautaire

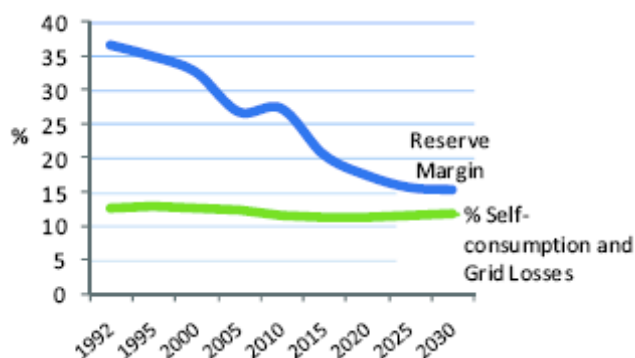
La fin des années 1990 et le début des années 2000 connaissent des changements importants, notamment sur les marchés énergétiques internationaux. Ces derniers sont largement susceptibles de remettre en question le paradigme et les outils et institutions qui lui sont associés, définis dans les années 1980 (Helm, 2007). Deux faits majeurs émergent. D'une part, les tensions sur les marchés énergétiques remettent au premier plan les questions de sécurité énergétique. Comparativement aux années 1980, les années 2000 sont marquées par des hausses de prix importantes des hydrocarbures (pétrole et gaz), une forte instabilité des marchés (avec une volatilité importante des prix) et un accès de plus en plus difficile aux ressources en hydrocarbures des pays producteurs pour les compagnies pétrolières internationales. La volatilité des prix sur les marchés internationaux d'hydrocarbures traduit notamment des tensions plus ou moins importantes sur les capacités de production existantes, auxquelles s'ajoute le risque de conflits pour l'accès aux ressources en hydrocarbures. On est dans ce domaine face à un retournement du cycle d'investissements, comparé aux surcapacités des années 1980 voire 1990. D'autre part, la montée des préoccupations environnementales impose de nouvelles contraintes sur la définition des politiques énergétiques. La politique énergétique de l'UE doit donc répondre aujourd'hui à trois préoccupations majeures, la contrainte climatique, la contrainte de sécurité énergétique et celle de compétitivité. On peut concevoir que cette dernière est pour l'essentiel prise en charge par les directives de libéralisation. Toutefois, les ruptures introduites par les contraintes climatiques et de sécurité énergétique sont suffisamment importantes pour s'interroger sur la capacité des règles et des institutions qui les sous-tendent, à savoir la privatisation, la libéralisation et la concurrence, à faire face et à répondre à de telles contraintes et à de tels enjeux (Helm, op.cit.).

Les préoccupations de sécurité énergétique, même si les enjeux climatiques sont considérables se trouve être au centre du débat actuel sur la politique énergétique de l'UE. Les définitions et approches que l'on peut en avoir sont variées mais elles nous semblent toutes renvoyer au bout du compte à la question des investissements qui seront réalisés dans les capacités de production et dans les infrastructures. De ce point de vue une interrogation majeure demeure : les incitations économiques qui découlent des mécanismes, règles et institutions de la libéralisation permettront-elles d'assurer le rythme d'investissements nécessaire au renouvellement et à la croissance des capacités de production et de transport dans un contexte concurrentiel ?

- Dans le secteur électrique, l'équilibre offre-demande en question au sein de l'UE

Dans les secteurs de la production électrique, les marges de sécurité continuent de diminuer (figure 1), mettant en danger l'équilibre offre/demande du système électrique et faisant ressortir des besoins d'investissements en centrales de production de pointe.

Figure 1 : Evolution des marges de réserves électriques⁵ en Europe



Source : European Commission, 2008

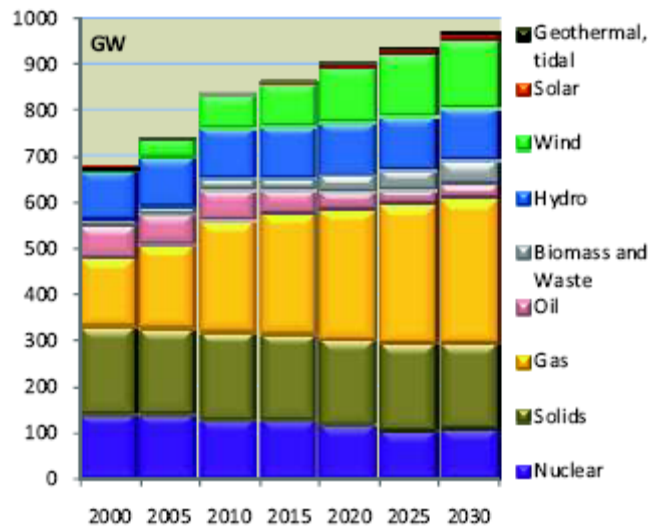
Bien qu'actuellement d'environ 30 %, la distribution autour de cette moyenne est très dispersée ; à titre d'exemple, la marge de sécurité de la péninsule Ibérique est passée à 2,5 % alors que la différence entre la production de pointe et celle d'échange devrait être aux alentours de 15 % pour une sécurité optimale (European Commission, 2008) :

- dans le secteur du transport, où les interconnexions semblent insuffisamment développées pour permettre l'intégration du marché européen, et dont l'optimalité d'utilisation pour certaines restent sujettes à discussion ;
- dans le secteur de la distribution, où la qualité de fourniture devient une préoccupation face à des réseaux vieillissants et parfois mal adaptés aux changements de comportements observés (insertion des énergies renouvelables).

A ce problème d'investissement s'ajoute le souci du lien de plus en plus étroit entre gaz et électricité, le premier servant d'input de production au second dans des proportions croissantes. En effet, les contraintes environnementales et le besoin de taux de rentabilité élevés et de retours sur investissements rapides favorisent les centrales à cycle combiné au gaz naturel, moins coûteuses en investissement et moins émettrices de gaz à effet de serre. Les prévisions de production électrique et les besoins en moyens de pointe renforcent donc ce lien entre le gaz et l'électricité (le gaz constituera selon les prévisions environ 30 % de la production électrique en 2030 dans l'UE, figure 2), d'où une nouvelle problématique pour le secteur électrique dans cet environnement concurrentiel : sécuriser les approvisionnements gaziers pour minimiser le risque lié aux fluctuations de prix et à la dépendance. Cette gestion du risque est un premier préalable à la résolution de la construction de centrales de pointe. Ce sont principalement des centrales à cycles combinés au gaz naturel, compte tenu des caractéristiques économiques (poids des coûts fixes réduits), techniques (temps de réponse permettant un équilibrage rapide de l'offre et de la demande, pouvant pallier l'intermittence de l'éolien) et des contraintes environnementales (moindres émissions par rapport au charbon ou au pétrole, donc réduction du risque lié aux besoins de détention de permis d'émission).

Figure 2 : Prévision de la structure de la production électrique européenne

⁵ Ces marges sont calculées comme étant le ratio entre la capacité maximale de production et la consommation durant une période de pointe.



Source : European Commission, 2008

Cette structure de production et les investissements associés semblent pouvoir contenir la croissance de la demande électrique prévue, si l'on en juge par les marges de sécurité anticipées (figure 1). Cependant, les contraintes physiques créeront certainement des régionalismes, certaines zones de consommation surcapacitaires ne pouvant exporter vers des zones déficitaires (la PPI française de 2006 par exemple ne prévoit pas de difficultés majeures en terme d'équilibre offre/demande pour 2010, mais demeure inquiète pour un horizon plus lointain compte tenu du manque de projets à plus long terme).

- La question gazière

Le problème est par certains côtés différent au niveau du gaz naturel ou tout au moins un peu plus complexe dès lors que l'approvisionnement gazier de l'Europe dépend majoritairement de fournisseurs extérieurs. Rappelons-le, la dépendance gazière de l'UE est aujourd'hui de 57 % mais pourrait atteindre 84 % en 2030. Il s'ensuit une question essentielle pour la politique énergétique de l'UE : la libéralisation de son marché gazier est-elle en mesure de fournir les incitations économiques nécessaires pour assurer une offre en importations sur longue distance suffisante et pour sécuriser un approvisionnement à un coût acceptable sur le long terme ? (IEA, 2008). Les seuls mécanismes de marché, (notamment le prix économique de la sécurité d'approvisionnement) sont-ils suffisants pour faire face à ces préoccupations de sécurité énergétique alors qu'un des facteurs essentiels de cette sécurité réside peut-être avant tout dans un excès de capacité de production, le transport et le stockage ? Ainsi, selon l'Agence internationale de l'énergie, « les surcapacités ne répondent pas seulement aux objectifs de la politique européenne de sécurité d'approvisionnement, elles accroissent également la flexibilité et la résilience d'un réseau donné... » (IEA, op.cit.).

3. Un scénario risqué sous l'incertitude majeure des conséquences de la crise actuelle

Ce changement de paradigme conduit à repenser les cohérences (ou incohérences) entre, d'une part les règles et normes édictées par la Commission européenne dans le cadre de l'ouverture et de l'intégration des marchés électriques et gaziers et, d'autre part, celles des pays extérieurs à l'Union européenne mais dont les partenariats en termes de fourniture sont de plus en plus importants pour son approvisionnement. Il importe donc de construire des

scénarios qualitatifs articulant des Etats du monde différents avec des degrés d'ouverture et d'intégration des marchés électrique et gazier européens plus ou moins prononcés. Cette articulation nous conduit à définir quatre types de scénarios qualitatifs (cf. tableau 1).

Tableau 1 : Quatre scénarios pour les marchés énergétiques européens

		Etats du monde	
		Ouverture vers l'extérieur	Fermeture et retour de forts interventionnismes
Marché européen	Poursuite de l'intégration du marché énergétique	Ce scénario décrit une poursuite de l'intégration du marché européen dans un contexte géopolitique mondial détendu.	Ce scénario considère la poursuite de l'intégration des marchés européens de l'énergie dans un contexte tendu avec de fortes préoccupations liées à la sécurité d'approvisionnement.
	Persistance de marchés cloisonnés de l'énergie	Ce scénario est celui que nous avons connu durant les premiers temps de la libéralisation et dans lequel chaque marché se préoccupait de sa propre sécurité dans un environnement de prix de l'énergie relativement détendu.	Ce scénario implique une pause dans l'intégration du marché européen et un contexte international qui conduit chaque Etat à se préoccuper du fonctionnement de son marché énergétique national.

Au vu des évolutions actuelles, il nous semble important d'analyser plus particulièrement les conséquences pour l'Europe d'un scénario qualifié de risqué, dans lequel l'Europe poursuit sa marche vers une intégration du marché de l'énergie alors que son environnement se ferme aux investisseurs, ou du moins les Etats et compagnies nationales interviennent de manière directe et omniprésente dans la gestion de leurs ressources. Il s'agit donc d'un scénario caractérisé par un environnement de plus en plus concurrentiel en Europe et une fermeture à l'international. Ce repli est toutefois susceptible d'évoluer sous l'effet de la crise économique actuelle. On peut s'interroger sur les conséquences pour les producteurs d'un prix du pétrole (et en conséquence du gaz) en baisse (proche des 40 - 60 \$/bl). Les stratégies d'investissement initialement envisagées pourraient en être sensiblement modifiées, notamment par rapport aux investisseurs internationaux, compte tenu des fortes contraintes financières susceptibles de peser sur les acteurs de ce secteur. Toutefois, rien ne permet pour l'heure de faire l'hypothèse que l'on s'oriente vers un environnement international plus stable, plus intégré et moins marqué par les conflits ou tensions géopolitiques entre Etats, notamment producteurs-consommateurs. Par ailleurs, la baisse des prix du pétrole et ses conséquences sur les prix gaziers incitent à s'interroger sur une stratégie de diversification qui viserait à développer un approvisionnement gazier à partir de fournisseurs éloignés nécessitant des investissements coûteux pour la mise en place d'une infrastructure de transport adéquate. La rentabilité (et donc viabilité) d'un tel projet pourrait poser question dans un contexte de bas prix des hydrocarbures. L'analyse d'un scénario dit « risqué » nous paraît à ce titre garder toute sa pertinence.

II – Les enjeux pour l'Europe électrique et gazière d'un scénario risqué

Caractérisé par la poursuite de la libéralisation et de l'intégration des marchés gaziers de l'UE, mais dans un environnement international tendu (retour des nationalismes, fermeture des Etats quant à l'accès à leurs ressources en hydrocarbures), le scénario risqué est sans doute celui qui génère le plus d'incertitudes en matière de sécurité gazière de l'UE, ou tout au moins de gestion de ses relations avec ses fournisseurs. Il est de ce point de vue celui qui pose question par rapport à l'un des enjeux importants de l'UE : assurer une offre suffisante et sécurisée d'importations de gaz naturel sur longue distance à un coût acceptable (IEA, op.cit.).

1. La difficile gestion de la sécurité d'approvisionnement de l'UE

La question est prioritairement de savoir si le cadre institutionnel (notamment réglementaire) promu par les directives est susceptible d'induire les incitations économiques capables de répondre à cet objectif. De ce point de vue, certaines normes et règles institutionnelles instituées par la libéralisation peuvent être à l'origine de contraintes, voire de risques, dans les relations de l'UE avec les producteurs gaziers, si l'on tient compte de l'environnement international prédominant. Dans tous les cas de figures, elles imposent de s'interroger sur les relations, notamment contractuelles, susceptibles d'émerger entre les fournisseurs et les consommateurs de l'UE, et sur leur adéquation et/ou leur capacité à répondre aux objectifs de concurrence et de sécurité gazière.

a. Les contrats de long terme : la condition de la sécurité d'approvisionnement de l'Europe ?

Les évolutions institutionnelles du marché gazier européen devraient conduire à des modifications sensibles des relations contractuelles entre l'UE et ses principaux fournisseurs, jusque-là principalement organisées autour des contrats de long terme *Take or Pay* (TOP). Conditions du développement d'un marché gazier européen concurrentiel, ces types de contrat devraient évoluer vers des relations contractuelles de plus court terme. Celles-ci devraient pour partie se structurer autour de marchés spots suffisamment liquides pour permettre l'émergence d'un prix de référence par confrontation de l'offre et de la demande (Holz et al., 2008). Ceci n'exclut pas qu'elles coexistent avec des contrats TOP dont les clauses devraient sensiblement évoluer vers une plus grande flexibilité, notamment en termes d'indexation des prix et de durée (Percebois, 2008b).

Ces évolutions sont à divers titres contradictoires avec les politiques et les intérêts de certains fournisseurs de l'UE, en particulier la Russie, premier producteur mondial de gaz représentant près de 40 % de ses importations. A plusieurs reprises, celle-ci a réaffirmé son attachement aux contrats de long terme, tout particulièrement importants pour le développement des gisements de la province de Yamal. Compte tenu de l'importance des investissements à réaliser, la Russie veut pouvoir s'assurer d'une demande ferme au niveau de l'UE, son seul marché rentable. Sans ce type d'engagements contractuels de la part de ses clients européens, elle pourrait développer deux réponses majeures aux implications considérables pour le marché gazier européen.

La première réponse consisterait à retarder les décisions d'investissements concernant le renouvellement des gisements de Sibérie occidentale, Yamburg et Urengoy, arrivés à maturité. Gazprom pourrait ainsi être amené, comme on le constate de fait à l'heure actuelle, à envisager une croissance de sa production gazière sensiblement plus faible qu'initialement prévue⁶. Même dans la perspective d'un marché concurrentiel qui suppose une diversification

⁶ A moyen terme, Gazprom n'envisage pas d'augmenter massivement sa production. Celle-ci devrait plus ou moins se stabiliser jusqu'en 2010 (570 Gm³). Ce n'est qu'à partir de 2015 qu'elle augmenterait significativement

des fournisseurs, la stratégie de production de la Russie et donc sa capacité d'exportation vers l'Europe demeure une variable déterminante de la fourniture et donc de la sécurité gazière de l'Europe⁷.

La deuxième réponse, stratégie traditionnelle pour un fournisseur dans un contexte libéralisé, pourrait consister à rechercher une stratégie d'intégration vers l'aval sur le marché européen, afin de préserver ses parts de marché et récupérer sur le *downstream* la rente perdue dans l'*upstream* du fait du développement de la concurrence (Locatelli, 2008a). Cette stratégie, si elle est susceptible d'induire des distorsions importantes de concurrence et de donner un avantage concurrentiel à l'entreprise gazière russe (Girault, 2005), n'en assure pas moins un certain degré de sécurité gazière pour l'Europe. Elle se heurte toutefois à l'un des objectifs essentiels de l'UE, relatif à la création d'un marché intégré et concurrentiel à l'échelle de l'Europe. Les règles d'*unbundling* patrimonial ou de réciprocité discutées dans le « 3^{ème} paquet Energie-Climat » sont à ce jour la réponse apportée par l'UE aux stratégies d'intégration vers l'aval des producteurs. Elles ne sont toutefois pas sans conséquences du point de vue de la fourniture gazière de l'Europe.

b. Quelques conséquences possibles de l'unbundling patrimonial et de l'ATR sur les investissements en réseaux de transport de longue distance

Les règles d'*unbundling* patrimonial et d'ATR (accès des tiers au réseau) promues par l'UE posent des problèmes de rentabilité, de faisabilité et donc de crédibilité des projets de gazoducs transnationaux. Elles sont de ce fait susceptibles soit de retarder soit de modifier les décisions et les choix d'investissements des sociétés gazières des pays européens et des pays producteurs en matière de renouvellement ou d'accroissement des capacités de transport (Dorigoni et Pontoni, 2008). Il est en particulier difficile d'imaginer ces compagnies s'engager dans le financement (considérable) de gazoducs sur longue distance sans disposer dans le même temps de capacités de transport réservées sur les gazoducs construits.

De la même manière, l'*unbundling* patrimonial pourrait modifier certaines logiques d'exportation des fournisseurs traditionnels de l'Europe. La Russie entend en particulier détenir une part importante voire majoritaire dans les gazoducs de longue distance qui amèneront son gaz en Europe (cf. par exemple le SouthStream ou le NordStream, Locatelli, 2008a). Dans le cas contraire, elle peut être tentée d'accélérer ses stratégies de diversification. Par ailleurs, l'intégration verticale (ici entre le producteur et le transporteur) étant juridiquement impossible au sein de l'UE, l'absence d'implication directe d'un fournisseur au travers d'une prise de participation dans les gazoducs supposera un processus itératif entre allocation des capacités de transport et sécurisation de la fourniture, qui peut compliquer les prises de décision voire les retarder durablement (IEA, op.cit.).

c. Le contexte international : une diversification plus difficile de l'approvisionnement gazier européen

Dans un scénario risqué tel qu'exploré ici, une des variables déterminantes envisagées par l'UE pour assurer sa sécurité gazière, à savoir la diversification de ses fournitures, s'avère

pour atteindre 650 – 670 Gm³ en 2020, chiffre revu à la baisse début 2009 (620 Gm³). « Gazprom : robust performer in times of market turmoil ».- Gazprom Investor day, février 2009

⁷ Les travaux de F. Aune et al. (2008) démontrent que des contraintes sur les exportations de la Russie ou du Moyen-Orient conduiraient à des augmentations significatives de prix au-delà de 2020. Aune (F.), Einar (K.), Sagen (E.).- « Globalisation of natural gas markets –effects on prices and trade patterns ».- *Discussion papers*, n° 559, Statistics Norway, Research Department, octobre 2008, 18 p;

extrêmement aléatoire compte tenu d'un environnement dominé par des tensions internationales et par un contrôle accru des Etats en matière de gestion de leurs ressources en hydrocarbures. D'une part, les tensions géopolitiques entre Etats fragilisent l'ouverture de nouvelles voies d'exportation stables et sécurisées comme l'a montré le conflit entre la Russie et la Géorgie. Les instabilités des pays de transit de la « voie caucasienne » rendent en particulier problématique une diversification de l'approvisionnement de l'UE à partir du gaz d'Asie centrale (Locatelli, 2008b). D'autre part les résurgences des nationalismes, dont le « nationalisme pétrolier » (Stevens, 2008), accroissent les difficultés de diversification de l'approvisionnement au travers d'un accès direct des compagnies européennes aux ressources en hydrocarbures des pays producteurs. Cet accès aux ressources en hydrocarbures est pourtant dans la politique de l'UE l'une des principales alternatives à la signature de contrats de long terme avec les fournisseurs permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement.

Le refus de la Russie (mais aussi de la Norvège) de signer la Charte sur l'énergie et son protocole de transit témoigne de cette évolution. Cette dernière visait à créer un cadre multilatéral permettant de sécuriser les investissements étrangers (notamment concernant l'enjeu prioritaire du développement des ressources en hydrocarbures des producteurs), d'ouvrir en accès au tiers les réseaux de gazoducs des pays signataires mais aussi, grâce à un protocole de transit, de garantir les échanges d'hydrocarbures. De tels traités de par leurs implications internationales ont pour objectif de renforcer la *Rule of Law*, de discipliner les comportements des acteurs (Wälde, op.cit.) et donc de garantir la sécurité d'approvisionnement (Konoplyanik, 2006). En Russie, sans être totalement interdites, les implications des investisseurs étrangers se font sous le contrôle et aux conditions définies par l'Etat via une régulation de plus en plus stricte des conditions d'octroi des licences d'exploration et de développement (Kryukov et Moe, 2008). Par ailleurs, en matière gazière depuis l'arrivée de V. Poutine au pouvoir, le monopole de Gazprom sur la production et les exportations a largement été renforcé. A ce jour, les normes et les principes réglementaires de l'UE promouvant le multilatéralisme ont peu de chance de se diffuser à l'un de ses principaux fournisseurs de gaz naturel.

Dans ce type de scénario, le risque majeur est sans doute l'émergence d'un oligopole de pays producteurs dont les entreprises sont pour la plupart en monopole (Gazprom pour la Russie, la Sonatrach pour l'Algérie) face à une multitude d'acheteurs peu intégrés et sans doute fragilisés par leur mise en concurrence pour l'approvisionnement gazier. Le risque d'émergence d'un pouvoir de marché des producteurs est donc réel dans ce cas de figure.

D'une part, ils peuvent avoir intérêt à jouer la carte des marchés spots et des contrats de court terme, au détriment des contrats de long terme, afin de maximiser l'arbitrage prix-volume. En tablant sur une croissance faible de leur production gazière et de leur exportation, ils seraient en mesure de faire monter les prix sur les marchés spots, stratégie impossible à mettre en œuvre avec les contrats TOP traditionnels. L'indexation sur les prix des produits pétroliers de ces contrats élimine la capacité d'un joueur à influencer les prix et les incitations à le faire (Finon, 2008). Le marché de l'*upstream* gazier étant concentré, D. Finon en conclut que « des marchés spots efficaces peuvent être facilement distordus par une concentration des pouvoirs de marché dans les mains d'un ou plusieurs acheteurs » (Finon, 2008).

D'autre part, ils peuvent être tentés de jouer la mise en concurrence des marchés Europe, Etats-Unis, Asie et d'arbitrer en fonction des prix sur ces différents marchés. Cette logique est à court terme plus crédible pour l'Algérie compte tenu de sa filière GNL. A moyen terme, elle pourrait également devenir une option réaliste pour la Russie. La sécurité gazière de l'Europe s'en trouverait affectée. Si ce scénario reste encore très hypothétique, il n'en demeure pas moins que dans les configurations internationales actuelles, certaines de ces hypothèses

doivent être prises en considération comme le montre aujourd'hui le débat entre l'UE et la Russie dans ce domaine.

d. La question restée entière des pays de transit

La question de la sécurisation des pays de transit reste entière du point de vue de la sécurité gazière de l'Europe dans un contexte de tensions géopolitiques et économiques fortes. L'exemple de l'approvisionnement gazier en provenance de la Russie ou de la Caspienne l'illustre à maints égards. Cette problématique ne concerne à l'évidence pas que la Russie ; elle se rapporte sans doute à une partie significative de l'approvisionnement qui pourrait venir du Moyen-Orient (par exemple de l'Iran, au deuxième rang mondial en termes de réserves). Que ce soit pour le Nabucco (une des voies de diversification majeure envisagées par l'UE pour son approvisionnement⁸), l'Euro-Sibérien ou le Yamal, une question reste entière, celle de la sécurisation des pays de transit. Ces gazoducs, l'un en projet (Nabucco), les deux autres par lesquels transite l'essentiel des exportations russes à destination de l'Europe, traversent des pays dont la stabilité politique, économique, institutionnelle pose question, que ce soit la Géorgie, l'Ukraine ou la Biélorussie, trois pays nés de l'effondrement de l'Union soviétique.

Au-delà des cas particuliers qu'ils constituent, ces conflits démontrent la difficulté qu'il y a à assurer la sécurité de l'UE au travers des relations contractuelles gazières traditionnelles. Le conflit gazier entre la Russie et l'Ukraine en 2006 puis 2009⁹ est de ce point de vue exemplaire. L'effondrement de l'Union soviétique et les échanges économiques (essentiellement non marchands) qu'elle sous-tendait suppose la mise en œuvre de relations contractuelles entre l'Ukraine et la Russie, que ce soit pour la fourniture gazière à l'Ukraine ou à l'UE (contrat de transit). L'objectif de la Russie et sa compagnie gazière Gazprom est d'établir en ce domaine des contrats de long terme du type de ceux passés avec l'UE (contrat TOP, dans lesquels est incluse une formule d'indexation des prix) en lieu et place des accords de troc ou de contrats annuels. L'accord obtenu en février 2009 suite à l'interruption des livraisons gazières à l'Ukraine puis à l'UE va dans ce sens. Mais des interrogations demeurent sur son réalisation effective.

En effet, les dotations institutionnelles différenciées de l'UE, de la Russie et de l'Ukraine mettent en question l'efficacité contractuelle (Brousseau, 2008) dans la relation de transit entre l'Ukraine et la Russie. En particulier, la question essentielle de l'engagement crédible des deux parties (et en dernier ressort des Etats), facteur essentiel quant à la mise en œuvre et donc la sécurité de la relation contractuelle, reste entière compte tenu de l'environnement institutionnel de la Russie et surtout de l'Ukraine. Nous l'avons vu, la stabilité et la sécurisation de ces relations contractuelles peuvent être recherchées au niveau de certains traités bilatéraux ou multilatéraux d'investissement qui, à l'image de la Charte sur l'énergie, incluent un protocole de transit (Cameron, 2007). Toutefois, dans des pays où la mise en œuvre des institutions de marché, en particulier de la *Rule of Law*, est faible, la crédibilité et donc la portée de tels traités sont largement mises en question.

⁸ Le projet Nabucco censé prolonger le South Caucasus Pipeline est développé par les compagnies OMV (Autriche), leader du projet, Botas (Turquie), MOL (Hongrie), Bulgargaz (Bulgarie) et Transgaz (Roumanie), chaque compagnie détenant 20 %. Sa capacité serait de l'ordre de 30 Gm³ en 2020 et permettrait de transporter à destination de l'Europe du gaz naturel en provenance de la Caspienne (Turkménistan et Azerbaïdjan principalement) et du Moyen-Orient (Iran voire Egypte). Ce gazoduc transite principalement par la Géorgie dont on a pu mesurer l'instabilité lors du conflit avec la Russie en août 2008.

⁹ Pour une analyse détaillée de ce conflit on pourra se reporter à Stern et Yafimava (2007)

2. Les modifications organisationnelles pour accroître la sécurité du système énergétique

a. Les régulateurs

Le régulateur est une composante principale du contrôle, notamment celui de l'accès au réseau et des investissements en infrastructures. Il intervient donc pleinement dans la bonne gestion du système énergétique et de sa sécurité. La Commission européenne envisage en conséquence de mieux encadrer ses actions en lui donnant des possibilités de contrôle étendu sur les refus d'ATR pour des opérateurs, le respect de la séparation des activités, le fonctionnement des mécanismes d'équilibrage, ou encore le règlement des congestions ou l'utilisation des interconnexions. Elle émet l'hypothèse de pouvoir également s'appuyer sur lui pour favoriser les investissements allant dans le sens de l'intégration du marché européen, dans une obligation de transparence et de sécurité des systèmes. Le régulateur aurait également pour mission de contrôler le niveau de concurrence sur le marché, en coordination avec les autorités de concurrence de chaque pays. Pour rendre crédible ces mesures et pouvoirs étendus, le régulateur devrait être doté d'un pouvoir de sanction, rôle habituellement conservé par les autorités de concurrence. Le renforcement des pouvoirs de ces autorités n'est possible et surtout ne sera efficace qu'en cas d'indépendance du régulateur vis-à-vis de toute autre entité publique ou privée. Cette caractéristique est importante notamment en terme budgétaire, car il semble difficile d'être indépendant sans disposer de ressources propres de financement, et inefficace de se rémunérer sur des variables dictées par le régulateur (charge d'accès par exemple). La question de ce financement pour assurer une pleine indépendance reste posée.

Conscients des problèmes d'intégration du marché pouvant assurer un degré de sécurité supplémentaire, leur préoccupation est cependant double : d'une part investir dans le développement du réseau national et l'aménagement du territoire, et d'autre part investir dans les interconnexions. Ce choix est parfois difficile et penche plutôt vers un renforcement ou le développement du réseau national, regardant ensuite les interconnexions. Les budgets d'investissements en interconnexion des Gestionnaires du Réseau de Transport (GRT) sont en général largement inférieurs à 1 % du total (Glachant et al., 2008). Davantage de moyens et d'incitations pour atteindre les objectifs européens de sécurité seront certainement à développer, le régulateur jouant un rôle important dans ces recherches. Cependant, cette logique de sécurité nationale puis européenne reste justifiable. En effet, un réseau national mal entretenu peut bénéficier de toutes les interconnexions possibles, il n'en fonctionnera pas mieux pour autant. Il est certainement plus facile d'opérer un réseau mal interconnecté qu'un réseau mal entretenu ou configuré. A cela s'ajoute le fait qu'essayer de réduire les congestions à outrance serait inefficace car extrêmement plus coûteux que de les gérer (Stoft, 2006).

Au regard de certains travaux théoriques (Percebois, 2008a), les bienfaits des interconnexions dépendent des pondérations dans le bien-être collectif, c'est-à-dire de l'importance du surplus des consommateurs par rapport aux profits réalisés par les opérateurs. Sans pondération, les impacts de l'interconnexion sur les surplus et les profits se compensent. Avec l'ajout de pondérations dans la fonction de bien-être collectif, l'effet d'une interconnexion n'est plus forcément positif et conduit nécessairement à des pertes en bien-être pour un pays non compensées par les gains en bien-être d'un autre. Les investissements en interconnexions et les couplages des marchés permettent certainement de mieux sécuriser le système,

éventuellement d'améliorer l'utilisation des capacités, mais ne doivent pas priver les consommateurs supportant un risque des bienfaits des moyens de production risqués. A cet effet, une observation pourrait être que tant que les tarifs réglementés existeront¹⁰, certaines productions électriques risquées seront mieux acceptées que dans une situation de prix de marché déterminés par des moyens de production extérieurs. Ces prix réglementés constituent de plus une forme de redistribution de la rente de rareté générée par le marché (Finon et Glachant, 2008).

L'objectif de la Commission de renforcer les liens entre régulateurs permet de consolider ce qui existe déjà avec l'European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG). Les codes d'accès aux réseaux ou certaines décisions (utilisation des infrastructures trans-européennes) gagneraient à être harmonisés au sein des divers pays de l'UE. Actuellement, cette convergence ou harmonisation est difficile de part l'absence d'une autorité donnant des directives aux divers régulateurs et décideurs. La CE ne peut assurer ce rôle qui demande une certaine expertise. Cette entité serait dotée d'un budget propre et aurait pour mission d'être l'entité de régulation de l'UE en terme de recommandations et de contrôle, sans se substituer aux pouvoirs de la Commission (la Commission pourrait intervenir sur les marchés en ayant été saisie par cette nouvelle entité ou de son propre chef).

b. La coopération des GRT et la fiabilité du système

La coopération entre les différents TSO pour atteindre l'objectif de l'intégration du marché énergétique européen semble être l'une des meilleures solutions organisationnelles pour assurer la sécurité du système. En effet, les black-out de ces dernières années nous montrent la nécessité de faire émerger des gestions davantage mutualisées dans les réseaux électriques. Cette coopération pourrait conduire à l'harmonisation des TSO en termes de recherche et développement, de définition des besoins en investissements et de prévisions d'extension des réseaux de chacun, de coordination des différents réseaux ainsi que favoriser les interconnexions et les procédures mutualisées de secours. Les gestionnaires d'infrastructures (stockage, interconnexions et réseau de transport) semblent être les mieux à même de gérer les besoins au niveau européen de sécurité car ils sont les mieux informés sur l'état des stocks et des flux.

La coordination des GRT est nécessaire à la fois dans le court terme pour la gestion du réseau mais également dans le long terme pour son développement. Cette coordination semble plus efficace si elle conduit à une uniformisation des règles de gestion à la fois de court et long terme. En effet, elle évite la coexistence entre plusieurs systèmes de gestion sources de défaillance et d'inefficacité (problème du *pancaking* observé en Allemagne entre les zones interconnectées de consommation gazière). Cette coordination se rapproche d'une solution de premier rang en termes de gestion, avec bien entendu une efficacité accrue proportionnelle aux interconnexions (Rious et al., 2008).

Cependant, l'émergence d'intérêts communs et de logiques transverses pour ces GRT n'est pas triviale, certains pouvant poursuivre des intérêts d'optimisation globale et d'autres plus individuels. Ces distorsions d'objectifs sont de nature à faire émerger des délais par exemple

¹⁰ Ces tarifs devraient disparaître en 2010 selon la troisième directive européenne. Cependant, comme nous avons pu l'observer lors des calendriers de transposition en loi nationale de la première directive, les volontés politiques joueront certainement un rôle décisionnel important dans le choix soit de les maintenir, soit de se conformer à la directive.

dans la construction par exemple d'interconnexions. Cette coordination ne doit de plus pas amener à conserver trop de GRT. En effet, un nombre trop élevé de GRT, séparés ou non en propriété ou opérant sur des zones réduites, peut créer des problèmes importants de congestions, notamment transfrontalières, et rendre leur résolution pécuniaire délicate (Rious et al., 2008).

La solidarité entre GRT (et plus largement entre Etats européens) est peut-être plus importante dans le marché électrique que gazier. En effet, un réseau électrique mal entretenu ou mal interconnecté aura inexorablement un impact sur la sécurité des autres (conduisant ensuite aux black-out). Cependant, compte tenu de l'importance croissante du gaz en tant qu'input de l'électricité, des solutions doivent également être trouvées pour assurer sa sécurité d'approvisionnement. La problématique gazière peut toutefois être gérée de manière plus locale, contrairement au caractère global de l'électricité.

Dans l'environnement de plus en plus risqué que nous avons développé plus haut, ces mesures de la Commission européenne semblent aller dans le sens d'une meilleure sécurité et d'un contrôle renforcé des marchés énergétiques. En effet, même si la logique d'introduire la concurrence dans les industries de réseau n'est pas fondamentalement remise en cause, le secteur nécessite certainement divers contrôles et interactions que les autres secteurs ne connaissent pas, en raison d'une moindre importance stratégique ou de structures industrielles moins complexes. Dans ce scénario risqué, établir davantage de liens entre des entités optimisant le bien-être collectif, et non pas des intérêts purement individuels, est sans doute une bonne réponse au besoin de minimiser un risque qui pourrait s'avérer croissant dans l'avenir.

3. Les interconnexions et moyens de pointe : éléments de sécurité dans un système énergétique libéralisé

Cette sécurité est tout d'abord assurée par les autorisations nécessaires pour construire les moyens de production. Ces autorisations peuvent être accordées lors d'une planification des investissements (Green, 2007), ou selon des investissements obéissants aux principes du marché. Elles peuvent cependant réduire les opportunités d'extension des capacités de production (soit car les autorisations sont difficiles à obtenir, soit parce qu'elles ne sont délivrées que pour des infrastructures respectant certains critères ou normes contraignants) et conduire à des situations de tensions.

Comme indiqué clairement par les études sectorielles de la Commission (European Commission, 2007a), la sécurité du système électrique et l'intégration du marché européen nécessitent à la fois des moyens en infrastructures de transport supplémentaires (interconnexions) et des moyens de production de pointe pour satisfaire l'équilibre fragile entre l'offre et la demande électrique. Ces deux variables sont mises en avant comme étant primordiales compte tenu des tensions actuelles sur les marchés et réseaux électriques. Le manque d'investissement découle le plus souvent du peu d'incitation ou de visibilité claire pour que les investisseurs, publics ou privés, puissent les développer. En effet, l'environnement risqué que nous connaissons aujourd'hui conduit à un schéma d'attente sur bien des investissements, attente qui n'est pas forcément néfaste en terme d'optimalité des infrastructures puisqu'elle peut permettre de mieux appréhender les besoins et d'investir dans des infrastructures à large échelle plus efficaces et économiquement viables (Stoft, 2006).

a. Les interconnexions

Le principal obstacle au développement de ces infrastructures est sans doute l'hostilité des populations à les accueillir, pour des raisons principalement environnementales ou de santé publique (champs magnétiques). Laissant cette problématique de côté pour se recentrer sur des problématiques plus économiques, trois approches sont usuellement adoptées pour réaliser les investissements en interconnexions (Stoft, op.cit.) :

- L'approche planifiée où l'objectif est de construire un système efficace avec la mise en place d'une tarification *cost-plus* par exemple et sous contrainte que l'investissement soit utilisé pour éviter les effets Averch-Johnson (sur-investissement dès lors que l'opérateur a l'assurance que tous les coûts seront couverts par le tarif d'utilisation du réseau) ;
- L'approche incitative avec une régulation de type *price-cap* où l'opérateur du système réalise les investissements dans le but d'en retirer un profit certain et pratique le tarif maximal prévu par la régulation incitative pour assurer son revenu ;
- L'approche marchande où un opérateur privé autre que le GRT réalise les investissements dans le réseau et les interconnexions (*merchant lines*).

- La planification des investissements

L'approche planifiée est appliquée par exemple en France. Il s'agit de confier au GRT, sous contrôle du régulateur et du ministère, les plans de développement des réseaux de transport en général et des interconnexions en particulier. Les GRT, maximisant le bien-être collectif prenant en compte la sécurité du système, effectuent des arbitrages constants entre les coûts liés aux externalités et les coûts d'investissement, en fonction de l'utilisation de l'infrastructure. Si le gestionnaire n'est pas bienveillant au sens de l'optimisation (maximisation de ses profits individuels), alors des conflits entre ses intérêts propres et l'exercice de ses missions apparaissent. Dès lors, la sécurité des systèmes énergétiques est compromise (Rious et al., 2008).

Pour éviter ces problèmes, le GRT retire de ces investissements des taux de rendement d'autant plus élevés qu'ils permettent de décloisonner les marchés ou certaines zones de consommation. Ces suppléments de revenus jouent comme un instrument incitatif au déclenchement de l'investissement, en améliorant ses perspectives de rentabilité. Le renforcement des pouvoirs des différents régulateurs envisagé par la Commission comprend un contrôle du règlement des congestions et de l'utilisation des interconnexions. L'intention est de pouvoir s'appuyer sur les régulateurs pour favoriser les investissements allant dans le sens de l'intégration du marché européen, dans une obligation de transparence et de sécurité

des systèmes. Les modes de régulation tarifaire décidés par les régulateurs sur les interconnexions ainsi que les procédures d'exemption accordées à certains investissements pourraient permettre de déclencher certains investissements. Cependant, les effets ne sont pas automatiques.

Dans un environnement risqué, la planification reste sans doute à envisager pour créer une dynamique de base en termes d'investissements. Cette planification s'applique à la fois pour la problématique des investissements en interconnexion ou en capacités de pointe. Elle peut s'appuyer pour cela sur des tarifs réglementés. En effet, bien que leur fin soit annoncée, conserver ces tarifs pour des consommateurs risquophobes pourrait permettre d'asseoir certains investissements et éviter de recourir à des mécanismes de redistribution (Defeuilley et Finon, 2009) parfois plus complexes que l'évaluation de coûts de long terme. En effet, bien que le niveau des tarifs réglementés semble devoir être réévalué, à la fois pour tenir compte des tensions sur les systèmes, de la modification de la structure des coûts marginaux de long terme et pour rationaliser l'utilisation de l'énergie, la compensation de ces tarifs par des redistributions pourrait être bien plus coûteuse et sujette à de nombreuses asymétries (qualité des installations subventionnées, création de nouveaux marchés avec coûts facturés élevés compte tenu de l'existence de subventions). Cependant, le problème des incitations n'est pas forcément résolu. Elles restent nécessaires et peuvent être soit réglementaires, soit financières.

- La séparation de propriété du gestionnaire du réseau électrique

La séparation des gestionnaires de réseaux de transport n'est pas seulement source de discussions dans le secteur gazier, où les producteurs sont extérieurs à l'UE, mais nourrit de nombreuses analyses dans le secteur électrique. L'organisation de ces gestionnaires de réseau des opérateurs énergétiques sont en phase de connaître une certaine modification par la probable adoption d'une séparation soit totale (*Independent Transmission System Operator - ITSO*), soit partielle (*Independent System Operator – ISO*) (Pollitt, 2008). La préférence de la CE va vers l'ITSO mais selon les cas, le système d'ISO pourra être adopté. Ce second système a la préférence des opérateurs car il permet de diversifier les risques en assurant au propriétaire un investissement « sans risque » à taux de rentabilité garanti (Buchan, 2007). Les avis sont partagés quant aux bienfaits de ces deux systèmes.

L'ISO est en principe une structure organisationnelle relativement neutre. Cependant, il est difficile de l'inciter à investir dans le réseau car son pouvoir financier est faible et parce qu'il n'est pas propriétaire des réseaux. De ce fait des mécanismes d'incitation sont difficiles à mettre en place. En revanche, ce système permet à moindre frais de mieux se coordonner avec ses homologues étrangers. Il aura cependant besoin d'incitations. L'ITSO est un système qui, s'il est mal régulé, peut conduire à des conflits d'intérêt plus grands, entre maximiser son propre profit ou le *welfare* (ou ses missions). Cependant, une régulation adaptée le touche davantage mais n'est pas forcément une sécurité (Glachant et Pignon, 2005).

L'ITSO investit apparemment davantage qu'un ISO (33 % des revenus liés aux congestions ou enchères de capacités sont réinvestis dans les réseaux contre 17 % dans les autres modèles organisationnels). Effectivement, la logique qui tend à n'être qu'une optimisation du profit conduit l'ITSO à investir pour gagner davantage de clients car le transit de davantage de quantités amène une rémunération plus élevée. Cependant, ces observations ne sont pas étayées par des études démontrant sans biais le lien entre ITSO et accroissement des investissements. En revanche, des études économétriques ont montré une possible relation entre ITSO et meilleure utilisation des capacités, sans toutefois faire une différence marquée

entre ITSO, ISO ou la séparation juridique (*Legal Transmission System Operator – LTSO*) que nous connaissons aujourd'hui (Steiner, 2001). Les observations montrent également que le passage d'un ISO/LTISO à un ITSO entraîne une période d'attente et de sous-investissements. En effet, les opérateurs, sachant que le réseau ne leur appartiendra plus, peuvent différer une partie du développement prévu et ainsi augmenter les problèmes de congestion le temps de la transition (Buchan, op. cit.). Dans le contexte tendu que nous connaissons, cette décision entraînerait une perte sèche pour la collectivité, d'autant plus si les politiques de régulation des réseaux jouent un rôle bien supérieur à la nature de la propriété du réseau.

Les raisons avancées pour favoriser la séparation de propriété, à savoir les distorsions de concurrence, les conflits d'intérêt et le manque d'incitations aux investissements, ne sont pas forcément résolues avec ce mode d'organisation. En effet, l'actionnariat d'un GRT peut toujours être constitué de fournisseurs ou autres entités (Buchan, op.cit.) qui possèdent des intérêts divergents pouvant conduire au statu quo (les uns voulant une sécurité de fourniture nécessitant des surinvestissements, les autres développer une région ou des infrastructures différentes). De même, les incitations aux investissements ne seront pas forcément améliorées car, d'une part, les congestions constituent toujours une rente confortable et facilement justifiable et, d'autre part, le régulateur bénéficie d'un fort droit de regard sur les programmes d'investissement des GRT puisqu'il les approuve. Les préoccupations semblent se tourner vers un fonctionnement tout d'abord national des réseaux, qui avec les modifications actuelles dans les politiques de production ont besoin d'être adaptés. Une fois ces investissements nationaux effectués, les parts restant aux interconnexions sont moindres mais justifiables, par exemple du point de vue des tarifs de transport qui doivent rester dans des intervalles acceptables, l'énergie électrique pouvant être considérée comme un bien nécessaire et accessible au plus grand nombre.

L'une des premières solutions mises en avant pour résoudre le problème d'investissements en infrastructures de transport est celle évoquée par la Commission, à savoir créer des ITSO pour restaurer une indépendance et une incitation aux développements des réseaux plus importantes que ce que nous connaissons aujourd'hui. Nous avons vu que la littérature sur ce sujet était actuellement assez riche (Pollitt,op.cit.) mais l'optimalité non réellement démontrée. Cette séparation à elle seule n'assurera pas forcément que les investissements seront entrepris (Chevalier et Percebois, 2007) et nécessite de se réaliser conjointement avec les bonnes incitations à l'investissement (Léautier et Thelen, 2007 ; Glachant et al. op.cit.). Ces bonnes incitations passent certainement par des régulations adaptées (taux de rendement incitatifs) et un contrôle accru des revenus redistribués des GRT. De plus, les signaux de court terme donnés par le réseau (congestions) ne sont en général pas suffisants pour lancer des investissements dont les coûts ne seront pas tous potentiellement couverts. Ces primes d'accès au réseau redistribuées (« *grid access fees* ») sont nécessaires pour pallier l'aversion au risque des investisseurs et aux rendements d'échelle croissants des installations (Rious et al. op.cit.).

Cette séparation pourrait également jouer fortement sur l'aménagement du territoire, même si les contributions au service public de l'électricité, le contrôle du régulateur et la présence de l'Etat dans l'actionnariat pourraient modérer cet effet pervers.

L'ITSO ne garantit pas forcément de meilleurs investissements, et dans un environnement risqué, il peut fragiliser la sécurité du système et des opérateurs si les incitations sont mal calibrées et les objectifs mal définis.

- La redistribution des gains des enchères de capacités

La seconde incitation pour de meilleures incitations au développement des interconnexions serait un meilleur contrôle de la redistribution des revenus liés aux enchères pour l'utilisation des interconnexions existantes. L'enquête sectorielle (European Commission, 2007a) remet en cause cette redistribution, notamment en ce qui concerne la proportion des revenus réinvestis pour régler les congestions, qui ne représente en général qu'une faible part de ces gains. L'idée serait ici double : la première étant une meilleure utilisation des infrastructures, ce qui a été constaté lors du couplage des marchés français, belge et néerlandais, et une obligation de redistribution plus systématique vers des instruments de règlement des congestions. Les investissements ainsi entrepris seraient ceux possédant un coût marginal de construction inférieur aux différentiels de prix entre deux nœuds reliés par la ligne congestionnée (si la tarification est nodale) ou aux coûts liés aux enchères.

La redistribution des revenus de congestion agit fortement dans le développement des réseaux futurs (Glachant et Pignon, op. cit.). Il faut cependant faire attention à ce que le GRT établisse une corrélation suffisamment forte entre son profit et ses missions (gérer, opérer et investir dans le réseau au mieux) de manière à optimiser le *welfare*. Une optimisation de profit sous contrainte de maintenir un niveau acceptable de sûreté dans le système peut être une situation de gestion du réseau acceptable (tout comme la tarification de second rang Ramsey-Boiteux), pouvant même se rapprocher ou être équivalente à une situation de premier rang (Rious et al., op.cit.).

Cette solution dans un environnement risqué semble être à implémenter, d'autant plus qu'elle est tout à fait logique avec l'idée de pouvoirs accrus des régulateurs.

- Le développement des *merchant lines*

La troisième piste évoquée est de permettre à chaque opérateur qui en a la possibilité de développer le réseau sous le régime des exemptions. Ces procédures d'exemption sont une incitation supplémentaire, associée au taux de rentabilité, accordée par la régulation pour favoriser les investissements et permettre de réduire l'impact du *free-riding* (Glachant et al., op.cit.)¹¹. Ces *merchant lines* pourrait permettre des développements de réseau. Cela est cependant conditionné par la possession par les opérateurs actionnaires d'une masse critique d'utilisateurs pour pallier les rendements d'échelle croissants de ces infrastructures. Cependant, l'optimalité de ces lignes d'un point de vue collectif n'est pas assurée, la rentabilité privée prenant le dessus sur son bénéfice social (Léautier et Thelen, op. cit.). Le besoin de couverture des coûts fixes peut nécessiter la recherche d'un certain pouvoir de marché qui lui-même est synonyme de sous-investissements (Stoft, op. cit.). Il semblerait donc que l'autorité publique soit indispensable dans la planification de ces investissements pour optimiser le bien-être collectif.

Les régulateurs nationaux sont en accord avec les logiques européennes et conscients des problématiques d'interconnexion. En effet, ils analysent les investissements des GRT et notent les besoins éventuellement oubliés. Il est certainement souhaitable qu'ils aient un droit

¹¹ Cependant, le problème du *free-riding* existe toujours car une nouvelle ligne détend le système pour tous et, en cas de congestions, peut subir les sous-investissements ambiants. Mais l'exemption permet toutefois à l'investisseur d'avoir les droits pour opérer cette nouvelle ligne, ce qui réduit l'impact des caractéristiques physiques du réseau et donc restaure une certaine incitation.

de regard sur ces investissements privés. Les *merchant lines* apparaissent d'ailleurs pour certains auteurs (Joskow, 2006) comme un complément plutôt qu'un substitut à la planification. Une privatisation des GRT, indépendamment du mode organisationnel choisi (LTSO, ITSO ou ISO), ne semble en conséquence pas améliorer l'efficacité du système.

A l'aube de ces arguments, il est plus facile d'appréhender l'idée de Steven Stoft (op.cit.), selon laquelle un investissement optimal dans les infrastructures de transport :

- n'élimine pas toutes les congestions ;
- ne minimise pas les coûts de court terme des consommateurs ;
- doit permettre de minimiser le coût total du transport et le coût total de production.

Un système énergétique trop performant n'est pas souhaitable à long terme car il entraîne une perte de flexibilité. En effet, souhaitable sur le court terme pour réduire les externalités de réseau ou de production, sur le long terme, les consommations pouvant s'effacer seront de moins en moins nombreuses (Glachant et al., op. cit.). De ce fait, le court terme ne donnant pas les bons signaux aux investissements, les tensions ne sont que reportées. Il faut donc obligatoirement assujettir ces mesures d'efficacité énergétique à des incitations aux investissements qui détendront le système sur le long terme. Ces incitations peuvent être d'ordre financier ou réglementaire, en obligeant par exemple chaque opérateur à posséder en propre ou par contrat 10 % de marges de sécurité en production. Le législateur peut imposer une capacité minimale de pointe aux responsables d'équilibre qui dépendent de leurs ventes et des taux de défaillances établis de manière réglementaire. Les responsables d'équilibre peuvent s'échanger des droits de capacité en cas de manque chez les uns et d'excès chez les autres. Une pénalité supérieure au coût d'investissement dans des capacités de pointe serait prévue en cas de non-respect des obligations de réserves. Ce mécanisme a été très populaire aux Etats-Unis mais les effets ont été mitigés en raison de la volatilité des prix sur le marché d'échange des droits.

Les *merchants lines* ne sont donc pas forcément optimales et ne pourraient venir que ponctuellement améliorer la situation des réseaux.

Les investisseurs encourent des risques à la fois nationaux (rentabilité des infrastructures, incertitudes sur les utilisations) et également internationaux (producteurs gaziers présents dans la propriété des gazoducs européens). Il semblerait que les intérêts individuels puissent prendre l'ascendant sur les intérêts collectifs, ce qui dans le secteur énergétique pourrait induire des dysfonctionnements compte tenu des relations à la fois contractuelles et physiques entre les divers opérateurs. A ce niveau, la coordination par des entités optimisant le bien-être collectif semble être un bon compromis entre la gestion du risque encouru dans un environnement risqué et l'optimisation des investissements et de leurs utilisations. A cet effet, la planification n'est sans doute pas à enterrer trop vite car elle permettrait, à l'aide de tarifs adaptés (régulés), d'atteindre certains de ces objectifs. De plus, face à des opérateurs extérieurs de plus en plus puissants et conscients de leur pouvoir sur les négociations, l'UE semble devoir conserver un intérêt en des opérateurs énergétiques puissants. Les bienfaits de la séparation de propriété n'étant pas forcément évidents, et les accès au réseau moins décriés qu'au début de la libéralisation par les concurrents, une conservation des réseaux par les opérateurs permettraient de maintenir cette puissance nécessaire sur la scène internationale. Cependant, comme vu précédemment, cela nécessite des contrôles pour que la concurrence s'exerce, des opérateurs puissants pouvant donner lieu à des pouvoirs de marché, comme nous l'indique la théorie économique. N'y a-t-il pas à ce niveau des besoins d'arbitrage à réaliser entre efficacité (lutter coûte que coûte contre les sur-investissements) et sécurité des systèmes ?

b. Les investissements en moyen de production de pointe

Le passage d'une industrie organisée en monopole public intégré à un système concurrentiel modifie la gestion et la perception des risques des entreprises. En effet, à une gestion collective des risques (gestion de la défaillance ou encore de la sous-utilisation d'infrastructures partagée entre collectivité et entreprise,) se substitue une gestion plus individuelle (chaque opérateur gère ses investissements et les risques associés en terme de rentabilité). Aussi, cette modification conduit les opérateurs à être davantage présents sur tous les maillons de la chaîne énergétique pour diminuer ces risques, ou à demander des rendements supérieurs à ceux pratiqués habituellement. Ces nouvelles exigences diffèrent certains investissements trop risqués, fragilisant ainsi la sécurité du système.

Cette sécurité et le maintien d'une qualité de fourniture ont été rappelés dans le troisième paquet énergie de la Commission (European Commission, 2007b). Les prévisions dans certains pays, comme la France par exemple (PPI, 2006), laissent entendre que les besoins en capacités dans le court terme (2009) pourraient être couverts. En revanche, concernant le plus long terme (2015), les projets actuellement connus ne permettent pas encore d'assurer l'équilibre offre/demande pour les niveaux de sécurité et de qualité désirés. Plusieurs raisons sont à évoquer expliquant cette incertitude sur les capacités de production à venir :

- le cycle de sous-investissement durant le début des années 2000 lié à l'existence de capacités excédentaires, héritage des anciens monopoles publics verticalement intégrés ;
- la volatilité des prix spot de l'électricité et les changements de régulation ;
- l'opposition des populations pour la construction de nouvelles capacités.

Il ressort de l'analyse de ces facteurs que l'augmentation des risques (régulation, incertitude sur les demandes) et le manque de signaux de prix suffisamment stables sur le long terme sont à l'origine du manque d'incitation aux investissements. De plus, tous comme les *merchant lines*, les investissements dans les infrastructures de pointe sont largement touchés par les problèmes de *free-riding*. Celui qui investit dans un moyen de pointe permet d'assurer la sécurité du système et d'approvisionnement mais subit seul les coûts de cette sécurité. Si tous les opérateurs ne sont pas obligés d'assurer cette sécurité, en conservant par exemple des marges de production suffisantes (autour de 10 % de surcapacités), alors ce problème diminue les incitations aux investissements. En effet, certains investissent et prennent le risque du *missing money* alors que d'autres ne prennent aucun risque et profitent d'un système qui fonctionne mieux, pouvant améliorer la rentabilité de leurs centrales, les prix étant plus élevés pour rentabiliser ces centrales marginales (Glachant et al., op. cit.).

- Le problème environnemental

Le changement de contexte présenté dans la première partie (scénario de plus en plus risqué pour les approvisionnements, notamment gaziers) est renforcé par les nouveaux objectifs affichés pour la lutte contre le changement climatique. Certaines activités deviennent de plus en plus risquées, comme par exemple la production d'électricité à base de combustible fossile. En effet, cette production est doublement risquée de par l'exposition au risque prix des matières premières et aux coûts d'acquisition des permis de droit d'émission. Elles s'exposent également à un risque de rentabilité important. Le problème du *missing money* exposé par Joskow (2008) apparaît alors. En effet, une centrale de pointe n'est plus certaine de fonctionner assez d'heures par an pour être rentable compte tenu par exemple de la part des

énergies renouvelables se substituant à ces moyens de pointe à certaines heures. Ces tensions récurrentes conduisent à constater que les mécanismes de financement classiques, c'est-à-dire uniquement en fonction du fonctionnement et des prix du marché, compte tenu du risque encouru, ne sont plus forcément efficaces, et qu'il devient nécessaire d'insérer un système plus incitatif aux investissements que l'unique signal prix (Finon et Pignon, 2008a, 2008b).

- Les signaux de prix

Un marché concurrentiel doit envoyer les bons signaux de prix pour déclencher les investissements. Le marché électrique, et ses spécificités (demande inélastique, volatilité des prix, etc...), modifie cette fonction des prix en rendant les investissements beaucoup plus risqués que dans d'autres industries (Finon et Pignon, 2008b). Ceci est particulièrement vrai pour les investissements de pointe qui ne fonctionnent que quelques heures par an et dont la rentabilité doit être assurée sur ces heures de fonctionnement. A ces incertitudes se rajoutent celles liés à la régulation et aux pouvoirs publics qui, au nom de l'intérêt des consommateurs et de la spécificité du bien « électricité » (bien de première nécessité), peuvent établir des plafonds de prix pour les consommateurs. En effet, le transfert de surplus des consommateurs vers les producteurs peut s'avérer politiquement incorrect et inacceptable dans certaines situations, d'où des plafonds de prix sur le marché de détail, comme par exemple aux Etats-Unis avec un prix plafond de 1 000 \$/MWh ou encore sur certains marchés européens avec un plafond à 250 ou 500 €/MWh (Finon et Pignon, 2008b). Dès lors, les investisseurs de centrales de pointe, ne pouvant répercuter leur coût sur les consommateurs, font face au *missing money*, c'est-à-dire à des pertes liées à la différence entre les coûts opératoires de leurs centrales de pointe et le prix répercuté sur le marché (la crise californienne est un bon exemple des problèmes d'investissement et des plafonds de prix appliqués sur le marché final). La littérature nous indique que sans incertitude, un *price-cap* sur le marché final peut conduire à des processus d'investissement importants car, le prix étant plafonné, l'un des moyens pour les opérateurs d'augmenter leurs revenus est d'accroître leur production et donc leurs ventes. Cette idée nécessite bien sûr que le prix plafond soit atteint et que la demande soit suffisamment inélastique pour que les nouvelles capacités soient utilisées. Lorsque des incertitudes existent, sur la demande par exemple, un *price-cap* élevé conduit à des processus de sous-investissements pour exercer un pouvoir de marché et faire monter les prix jusqu'au plafond. En revanche, un *price-cap* trop faible conduit à des situations d'attente en raison de l'incertitude sur la rémunération des capacités. Dans un marché incertain soumis à des *price-caps*, le sous-investissement domine, laissant la place à l'existence de rentes (Roques et Savva, 2006). La conclusion de ne plus appliquer de contrôle des prix sur le marché final n'est cependant pas une solution affichée. En effet, elle permet de sécuriser socialement et économiquement le secteur de l'énergie en se basant sur des investissements de long terme et en permettant des transferts vers les consommateurs vulnérables.

Enfin, le caractère cyclique des investissements augmente le délai de mise en place de moyens de production. Les investisseurs averse au risque vont donc hésiter à développer ces moyens dont la rentabilité est entachée d'incertitudes. L'existence d'incitations, ou du moins de solutions pour diminuer la perception de ces risques, est donc un passage nécessaire pour éviter des situations de plus en plus tendues (Finon et Perez, 2008).

- Transparence des marchés et signaux de prix

L'amélioration du fonctionnement et l'augmentation de la transparence des marchés comptent parmi les préalables à la résolution des problèmes d'investissement en donnant des signaux de

prix non manipulés et révélateurs des conditions de marché. En effet, les caractéristiques des marchés énergétiques (tensions sur les demandes de pointe, contraintes sur les capacités de production) rendent l'exercice d'un pouvoir de marché facilité, difficilement décelable parfois, et non pas à la portée uniquement de gros opérateurs mais aussi d'entrants aux parts de marché faibles (Smeers, 2009 ; Crampes et Créti, 2005). Des prix élevés ne sont cependant pas forcément le reflet de manipulations mais souvent de situations tendues, entraînant l'émergence de rentes de rareté, ou de couplages des marchés (Finon et Glachant, op.cit.). Pour atteindre ces objectifs, la démarche passe entre autres, selon la Commission européenne, par une concurrence accrue entre les producteurs, un accès à davantage d'informations pour tous les acteurs et un nombre suffisant de fournisseurs pour laisser le choix aux consommateurs. La transparence sur les capacités disponibles (sur le réseau de transport et les interconnexions), sur les fondements de la détermination des prix de gros pour établir des prévisions de production, sur les coûts d'équilibrage ou encore les prévisions de consommation et de stocks, pourrait être envisagée.

Les asymétries d'information conduisent à des stratégies de prix qui peuvent être supérieures aux coûts marginaux (Spulber, 1995 ; Lofaro, 2002). Améliorer la transparence et l'accès à l'information irait donc dans le bon sens en veillant à ne pas favoriser les ententes ou possibilités de manipulation des prix. Cependant, cette transparence accrue, allant dans le sens d'une meilleure liquidité des marchés, risque de nécessiter un contrôle strict pour éviter toutes formes de collusion (Ivaldi et al., 2003) ou de comportement anticoncurrentiel (manipulation des prix).

Notons également que les contrats de long terme entre consommateurs et fournisseurs seraient encadrés par une législation conforme aux lois de la concurrence européenne, ces contrats pouvant certes couvrir efficacement le risque, mais pouvant restreindre la concurrence (Finon et Perez, op.cit.). L'amélioration du fonctionnement du marché ne doit pas uniquement se réaliser sur le marché de gros mais également du détail. En effet, les petits consommateurs souvent définis comme davantage captifs ne doivent pas subventionner les offres faites aux plus gros consommateurs et doivent pouvoir choisir eux aussi leur fournisseur. Cependant, il serait anormal de priver ces consommateurs des bienfaits des choix des investissements passés et futurs de leur pays, notamment s'ils en subissent le risque (les investissements nucléaires en sont un bon exemple). Les tarifs réglementés retrouvent ici un sens, donnant une contrepartie faiblement risquée aux consommateurs qui subissent ce risque.

- Les modifications dans la gestion de l'équilibrage

Une autre incitation possible aux investissements a été évoquée ; il s'agirait d'améliorer le système du marché d'équilibrage ou d'ajustement. En effet, ces modifications permettraient au GRT de s'équilibrer en temps réel, de manière à valoriser aux mieux les capacités d'équilibrage (en général de pointe). Actuellement, l'incertitude sur les méthodes appelées pour l'ajustement (importations par exemple) ainsi que sur la rémunération (dépendant de la probabilité d'être appelé) reste un frein aux investissements. Les investissements de pointe peuvent bénéficier d'un revenu supplémentaire grâce à ces marchés mais cela n'est pas en soi suffisant. Leur volatilité ainsi que l'incertitude sur la probabilité d'être appelé rendent incertaine l'acquisition de ce supplément de revenu. De plus, les GRT font en général également appel à des contrats particuliers ou à des moyens hors marché pour s'équilibrer, ce qui peut fausser le jeu concurrentiel. A cet effet, le développement conjoint des moyens de production de pointe et des interconnexions pourraient s'en trouver freinés, l'existence

d'interconnexions réduisant la probabilité d'appel des capacités de pointe et ces dernières réduisant l'utilisation des capacités de transport transfrontalières.

Dans l'environnement risqué décrit précédemment, les risques d'investissement en moyen de pointe existent, que nous nous situions en situation de planification avec des tarifs régulés ou dans une situation de règles de marché plus poussées. Les caractéristiques des moyens de pointe et le besoin de satisfaire cette pointe pour maintenir le système ne permettent pas de recourir à de multiples solutions. Deux sont a priori les plus efficaces : essayer de réduire ces périodes de pointe par une augmentation de l'efficacité énergétique ou recourir à davantage de moyens de production, thermiques le plus souvent donc soumis aux risques internationaux et environnementaux. La gestion de ces risques impose semble-t-il des besoins de diversifier à la fois les modes de production, mais aussi les sources d'approvisionnement en combustibles. Ces décisions uniquement prises sur les signaux de prix ne semblent pas pouvoir atteindre les objectifs de sécurité que le système énergétique exige. Dans cet environnement, les investisseurs ont certainement besoin d'être rassurés sur l'évolution de leur filière. Cette assurance passe sans doute par des réglementations claires, des politiques environnementales stables et par des prix de marché stables (régulés ?), au moins sur une période de temps couvrant la durée de vie des installations (les marchés financiers de couverture retrouveraient alors un rôle important dans la gestion du risque).

Conclusion

L'environnement risqué dans lequel évoluent les entreprises énergétiques repose la question du rétablissement d'une certaine régulation du secteur conjointement au marché pour assurer son fonctionnement. En effet, l'énergie étant un secteur particulier, les signaux de prix attendus pour détendre le système risqueraient de faire émerger des problèmes à la fois économiques et sociaux. La recherche d'une efficacité absolue au travers de marchés de plus en plus ouverts n'est sans doute pas la seule solution pour répondre aux problématiques de sécurité énergétique dans un environnement risqué, tant au niveau des approvisionnements ou de la production que des infrastructures. La planification des investissements, les tarifs réglementés pourraient être des solutions de base simples dans cet univers de plus en plus complexe. Une certaine inefficacité en terme de coût est certainement à accepter plutôt que de vouloir aller plus loin dans la recherche de l'efficacité productive ou allocative, dictées par les seules lois du marché, au risque de laisser échapper un certain contrôle à la fois de la gestion du système et de son développement pour des biens (électricité et gaz) qui apparaissent comme de première nécessité.

La dépendance croissante de l'UE par rapport à ses fournisseurs extérieurs en matière gazière impose sans doute un dialogue producteur-consommateur qui va au-delà des seules règles de marché et de l'application de la *Rule of Law* élargie aux pays hors de l'UE. De ce point de vue, la crise gazière de janvier 2009 entre la Russie et l'Ukraine a montré les limites d'une gestion de la sécurité gazière par un traité d'investissement multilatéral. Les problèmes d'engagement crédible des Etats sont ainsi au cœur du débat.

Références

Aoki, M., 2001. *Toward a Comparative Institutional Analysis*. MIT Press, Cambridge.

- Aune, F., Einar, K., Sagen, E., 2008. Globalisation of natural gas markets: effects on prices and trade patterns. Statistics Norway, Research Department, discussion paper 559.
- Brousseau, E., 2008. From Bilateral Sets of Incentives to the Multi-Level Governance of Relations, in: Brousseau, E., Glachant, J.M., (Eds.), *New Institutional Economics : a Guidebook*. Cambridge University Press.
- Buchan, D., 2007. Crusading against vertical integration. Oxford Energy Comment, September.
- Cameron, P., 2007. Contract Stability Industry: Changing the rules and the consequences. *Middle East Economic Survey* 50 (22), 27-29.
- Chevalier, J.M., Percebois, J., 2007. Marchés européens de l'électricité et du gaz : quels prix ? quelle marge de manœuvre pour la France ? Conseil d'analyse économique, Paris.
- Correljé, A., Van der Linde, C., 2006. Energy supply security and geopolitics: An European perspective. *Energy Policy* 34 (3), 532-543.
- Crampes, C., Creti, A., 2005. Capacity Competition in Electricity Markets. *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente* 2, 59-83.
- Defeuilley, C., Finon, D., 2009. Accompagner l'extinction des tarifs réglementés de l'électricité. Larsen, Fontenay-aux-Roses, working paper 19.
- Dorigoni, S., Pontini, F., 2008. Ownership Separation of the Gas Transportation Network: Theory and Practice. IEFE, Università Commerciale Luigi Bocconi, working paper 9.
- Estrada, A., 2006. European energy security: Towards the creation of the geo-energy space. *Energy Policy* 34 (18), 3774-3786..
- European Commission, 2007a. DG Competition report on energy sector inquiry. 10 January.
- European Commission, 2007b. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council. September.
- European Commission, 2008. European Energy and Transport: Trends to 2030 – update 2007, DG Energy and Transport, 8 April.
- Finon, D., 2008. Why Would Oil-Indexation in Gas Contracts Survive in Europe ? [en ligne] EU Energy Policy Blog, 29 juin. <http://www.energypolicyblog.com/?p=171>
- Finon, D., Glachant, J.M., 2008. La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France : faut-il corriger les effets de l'intégration du marché européen ? Larsen, Fontenay-aux-Roses, working paper 8.
- Finon, D., Locatelli, C., 2007. Russian and European gas interdependence: can market forces balance out geopolitics ? LEPII, Grenoble, working paper 41 bis.
- Finon, D., Perez, Y., 2008. Investment risk allocation in restructured electricity markets : The needs of vertical arrangements. Larsen, Fontenay-aux-Roses, working paper 12.
- Finon, D., Pignon, V., 2008a. Capacity mechanisms in imperfect electricity markets. *Utilities Policy* 16 (3), 141-142.
- Finon, D., Pignon, V., 2008b. Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market. *Utilities Policy* 16 (3), 143-158.
- Girault, V., 2005. L'approvisionnement gazier sur un marché oligopolistique : une analyse par la théorie économique. Creden, Montpellier, cahier de recherche 05.04.56.
- Glachant, J.M., 2009. Towards a Smart European Energy Policy [en ligne]. EU Energy Policy Blog, 16 mars. <http://www.energypolicyblog.com/?p=592>
- Glachant, J.M., Pignon, V., 2005. Nordic congestion's arrangement as a model for Europe? Physical constraints vs. economic incentives. *Utilities Policy*, 13 (2), 153-162.
- Glachant, J.M., Lévêque, F., Ranci, P., 2008. Some Guideposts on the Road to Formulating a Coherent Policy on EU Energy Security of Supply. *The Electricity Journal* 21 (10), 14-18.
- Gomart, T., 2007-2008. L'Europe marginalisée. *Politique Internationale* 118.
- Green R., 2007. EU Regulation and Competition Policy among the Energy Utilities. Institute for Energy Research and Policy, Birmingham, working paper 08-01.

- Helm, D., 2007. *The New Energy Paradigm*. Oxford University Press.
- Holz, F., von Hirschhausen, C., Kemfert, C., 2008. *Perspectives of the European Natural Gas markets until 2020*. DIW, Berlin, discussion Paper 823.
- International Energy Agency, 2008. *Development of Competitive gas trading in Continental Europe : how to achieve workable competition in European gas markets ?* OECD, Paris.
- Ivaldi, M., Jullien, B., Rey, P., Seabright, P., Tirole, J., 2003. *The Economics of Tacit Collusion*, Final Report for DG Competition, European Commission.
- Joskow, P.L., 2006. *Patterns of transmission investments*, in: Lévêque, F. (Ed.), *Competitive electricity markets and sustainability*. E. Edgar.
- Joskow P.L., 2008. *Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design*. *Utilities Policy* 16 (3), 159-170.
- Konoplyanik, A., Wälde, T., 2006. *Energy Charter Treaty and its Role in International Energy*. *Journal of Energy & Natural Resources Law* 24 (4), 523-558.
- Kryukov, V. & Moe, A. (2008) 'Russian Petroleum Policy and Resources Management – Harmony or Conflict?', RUSSCASP Working Paper, Fridtjof Nansen Institute.
- Léautier, T.O., Thelen, V., 2007. *Optimal expansion of the power transmission grid : why not ?* IDEI, Toulouse, working paper.
- Locatelli, C., 2008a. *Gazprom's export strategies under the institutional constraint of the Russian gas market*. *OPEC Energy Review XXXII* (3), 246-264.
- Locatelli, C., 2008b. *Russie-Caspienne : l'enjeu des hydrocarbures pour l'approvisionnement de l'UE*. LEPII, Grenoble, cahier de recherche 13.
- Lofaro, A., 2002. *On the efficiency of Bertrand and Cournot competition under incomplete information*. *European Journal of Political Economy* 18 (3), 561-578.
- Ministère de l'économie, des finances et l'industrie, 2006. *Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, période 2005-2015 : rapport au Parlement*.
- Percebois, J., 2008a. *Electricity liberalization in the European Union : Balancing benefits and risks*. *Energy Journal* 29 (1), 1-19.
- Percebois, J., 2008b. *The supply of natural gas in the European Union-Strategic issues*. *OPEC Energy Review XXXII* (1), 33-53.
- Pollitt, M., 2008. *The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks*. *Energy Policy* 36 (2), 704-713.
- Rious, V., Glachant, J.M., Perez, Y., Dessante, P., 2008. *Diversity of design of TSOs*. *Energy Policy* 36 (9), 3323-3332.
- Roques F., Savva N., 2006. *Price Cap Regulation and Investment Incentives under Demand Uncertainty*. University of Cambridge, Electricity Policy Research Group, EPRG 0616.
- Smeers, Y., 2009. *How well can one measure market power in restructured electricity systems?*, in: Glachant, J.M., Lévêque, F. (Eds.), *Electricity Reform in Europe : Towards a single energy market*. E. Elgar, pp. 207-268.
- Spulber, D. F., 1995. *Bertrand competition when rivals' costs are unknown*. *Journal of Industrial Economics* 18 (1), 1-11.
- Steiner, F., 2001. *Regulation, industry structure and performance in the electricity supply industry*. *OECD Economic Studies* 32, 143-182.
- Stern, J., Yafimava, K., 2007. *The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009 : a comprehensive assessment*. Oxford Institute for Energy Studies, NG 27.
- Stevens, P., 2008. *National oil companies and international oil companies in the Middle East: Under the shadow of government and the resource nationalism cycle*. *Journal of World Energy Law & Business* 1 (1), 5-29.
- Stoft, S., 2006. *Problem of transmission investment in a deregulated power market*, in: Lévêque, F. (Ed.), *Competitive electricity markets and sustainability*. E. Edgar.

Wälde, T., 2008. Renegotiating acquired rights in the oil and gas industries: Industry and political cycles meet the Rule of Law. *Journal of World Energy Law & Business* 1 (1), 55-97.