

**CREDEN**

*CAHIERS DE RECHERCHE*

**STRUCTURE DE LA CONCURRENCE SUR LA  
CHAINE DU GAZ NATUREL : LE MARCHE  
EUROPEEN**

Vincent GIRAULT

Cahier N° 05.01.55

Janvier 2005

*Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie  
CREDEN - Equipe du LASER*

Université de Montpellier I  
Faculté des Sciences Economiques -C.S. 79606  
34960 Montpellier Cedex 2, France  
Tel. : 33 (0)4 67 15 84 03  
Fax. : 33 (0)4 67 15 84 04  
e-mail : [vincent.girault@univ-montp1.fr](mailto:vincent.girault@univ-montp1.fr)

# Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel : Le marché européen

Vincent Girault<sup>1</sup> CREDEN /LASER - EDF R&D.

Janvier 2005

**Résumé :** Notre analyse a pour but de déterminer à quel type de concurrence sera confronté un entrant sur le marché gazier européen. L'augmentation de la dépendance des importateurs européens, la sécurité des approvisionnements et la diversification des offres d'énergies entraînent une concurrence oligopolistique sur le marché européen. L'étude des caractéristiques du marché européen nous indiquera que les distributeurs européens font face à un oligopole de producteurs. Nous verrons aussi que le marché européen est très concentré et que les études théoriques et empiriques tendent à montrer que les acteurs européens vont se concurrencer en quantités.

---

<sup>1</sup> Thésard au Centre de Recherche en Economie et Droit de l'ENergie, Université de Montpellier I.  
[www.sceco.univ-montpl.fr/creden](http://www.sceco.univ-montpl.fr/creden). Electricité de France R&D, 1 avenue du Général de Gaulle, groupe TESE,  
R19, 92141 Clamart CEDEX, FRANCE - Mail: [vincent.girault@univ-montpl.fr](mailto:vincent.girault@univ-montpl.fr)  
Je remercie Laurence TEULERE MAYNAT pour ses conseils.

# 1. Introduction

L'objectif de la directive européenne 2003/55/CE est d'instaurer un marché européen du gaz naturel efficace et exempt de tout comportement prédateur. La libéralisation des marchés de l'énergie en Europe sera totale en 2007, elle soulève de nouveaux problèmes ; notamment dans l'organisation de la structure verticale de la chaîne gazière<sup>2</sup>. De plus, les participations des firmes à plusieurs niveaux de la chaîne gazière et l'importance des coûts d'investissement pour la production et le transport rendent difficile l'analyse des stratégies des acteurs.

Quelles sont les stratégies offertes aux acteurs de la chaîne gazière lors de l'ouverture à la concurrence du marché européen ? Notre étude vise à trouver les éléments qui affectent la composition d'un portefeuille d'approvisionnement en gaz naturel. Nous prenons le cas d'un acteur qui souhaite entrer sur le marché du gaz naturel. Une étude de la littérature sur le gaz naturel et de l'organisation industrielle nous permet de voir que le marché du gaz naturel est oligopolistique à la fois du côté production et du côté achat/revente en Europe. Ces oligopoles vont mettre en place des stratégies pour asseoir leur position sur le marché et pour assurer que leurs consommateurs soient approvisionnés.

Compte tenu des prévisions de croissance de la demande européenne, de 30% d'ici 2020, la chaîne gazière est amenée à évoluer avec l'apparition nouveaux acteurs et la multiplication des fusions. Cependant, la production, le transport de gaz naturel vont rester des secteurs caractérisés par la présence d'acteurs à fort pouvoir de marché éloignés du lieu de consommation. De ce fait, tout nouvel entrant sur le marché du gaz naturel européen, doit mettre en place une stratégie d'approvisionnement efficace et diversifiée pour répondre aux caractéristiques du secteur, aux fluctuations du marché, aux différentes régulations et aux changements géopolitiques. Le problème de la sécurité des approvisionnements est renforcé par la dépendance des pays européens qui n'ont pas de stocks importants. En effet, l'approvisionnement de l'Europe dépend aujourd'hui de pays, comme l'Algérie et la Russie et devrait dépendre demain de pays encore plus lointains comme le Moyen-Orient. Selon des prévisions<sup>3</sup> de l'AIE (2000), cette dépendance devrait atteindre plus de 70% d'ici 2020. En plus de cette dépendance accrue, les spécialistes s'accordent sur une croissance du prix du gaz naturel d'environ 20% d'ici à 2010, ce qui semble aller à l'encontre de l'effet souhaité de la

---

2 E. Baranès, F. Mirabel et J. C. Poudou, « Une analyse économique de la structure verticale sur la chaîne gazière européenne », Cahier de recherche, CREDEN, Novembre 2003.

3 IAE, Rapport Annuel 2000.

libéralisation en Europe. Mais, le prix du gaz naturel est lié à celui du pétrole et c'est une énergie fossile. L'évolution du prix du gaz tient aussi compte de l'épuisement des stocks à long terme, de la rente que cela représente pour les producteurs et de la croissance de la demande mondiale. Une autre limite à la baisse des prix est le coût très élevé de la recherche de nouveaux champs gaziers et de leur mise en exploitation. Le progrès technique et les propriétés géologiques des nouveaux champs ne permettront pas, pour l'instant, une importante baisse de ces coûts<sup>4</sup>. Les acteurs européens souhaitant entrer sur le marché gazier et créer un portefeuille d'approvisionnement gazier devront donc arbitrer entre les différents prix des producteurs, la dépendance de ces producteurs qui ne doit pas être trop élevée et entre la sécurité des approvisionnements.

Les rapports annuels européens sur la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité indiquent que les pays européens mettent progressivement en place l'ouverture des marchés de l'énergie. La séparation des activités de production, transport et distribution est un préalable à l'ouverture à la concurrence mais, elle n'est pas suffisante pour assurer l'arrivée d'une concurrence entre groupes européens. Les différentes participations des acteurs à plusieurs niveaux de la chaîne rendent difficile l'analyse coûts/avantages de chacun. De plus, pour développer la concurrence, les régulateurs ont introduit l'Accès des Tiers au Réseau (ATR), pour lequel chaque pays est libre de déterminer le niveau. Ainsi, la tarification du transport n'est pas uniforme en Europe et dans certains cas, le gestionnaire du réseau peut refuser le passage d'un concurrent. Il en est de même pour le stockage, les régulateurs européens sont libres de déterminer si l'Accès des Tiers au Stockage (ATS) est négocié ou régulé. Seule la Grande Bretagne fait figure d'exception et, depuis le milieu des années 1990, utilise des marchés spots pour le commerce du gaz et 20% des échanges en 2002 ont été réalisés sur ces marchés de court terme. En Europe, l'évolution des échanges de gaz à court terme est lente.

Nous étudierons l'effet des interactions entre acteurs du marché de l'énergie sur l'approvisionnement gazier. Notre point de vue sera celui d'un électricien entrant sur le marché gazier européen. Quelles sont les sources d'approvisionnement à la disposition d'un entrant sur le marché du gaz naturel ? Quelles sont alors les stratégies offertes aux acteurs du marché de l'énergie pour conserver une place importante ? En quoi ces actions sont

---

<sup>4</sup> Par exemple, dans leur modèle EUGAS, J. Perner et A. Seeliger (Novembre 2003) fixent le progrès technique à 3% par an. Reste à déterminer à partir de quel niveau les prix finaux sont modifiés.

susceptibles de modifier l'approvisionnement d'un entrant sur le marché du gaz ? L'étude de la littérature relative aux comportements des acteurs sur un marché oligopolistique nous permettra de déterminer quels sont les moyens d'approvisionnements qu'un entrant sur le marché semble préférer. Dans une première partie nous étudierons quelles sont les caractéristiques du marché européen du gaz naturel. Cela avec l'évolution de la demande et de l'offre de gaz sur un marché gazier oligopolistique. Dans une seconde partie nous examinerons quelles sont les possibilités d'approvisionnements offertes aux acteurs européens. Nous tirerons de cette étude les trois principaux moyens d'approvisionnements qui sont les contrats de long terme, les marchés spots et les possibilités d'intégrations. Dans une troisième partie, l'analyse de la littérature relative au marché du gaz naturel nous indiquera quels sont la place et le jeu des acteurs dans les marchés amont et aval. Ceci nous permettra d'étudier les stratégies qui entrent en jeu dans la construction d'un portefeuille d'approvisionnement. Pour constituer leurs approvisionnements, les acteurs européens tiennent compte du prix du gaz, de la sécurité de leurs importations et le pouvoir de marché des producteurs et des importateurs. Enfin, l'action du régulateur est susceptible de modifier le mode de concurrence sur le marché européen de l'énergie.

## **2. Caractéristiques du marché européen du gaz naturel**

Cette forte dépendance pour le gaz naturel de ressources extérieures (Algérie, Russie, Norvège) a par conséquent fortement contraint l'architecture du marché européen du gaz. Jusqu'à récemment, on observait en Europe un marché bipolaire avec, au niveau international, le marché "oligopolistique" des contrats de long terme nécessaires à l'approvisionnement européen et, au niveau national, le marché d'achat-revente géré par les monopoles historiques. Avec le travail réglementaire de la Commission Européenne et des régulateurs nationaux, les échanges entre marchés nationaux augmentent et devraient être renforcés par le développement des échanges de moyen et court termes sur les "hubs" gaziers et par l'émergence de nouveaux "marchés de la régulation". Regardons à présent quelles sont les caractéristiques des fondamentaux du marché gazier européen.

## **2.1. La demande et l'offre de gaz naturel en Europe**

### **2.1.1. La demande européenne de gaz naturel**

Plusieurs raisons expliquent la croissance de la demande européenne de gaz naturel, d'environ 30% d'ici 2020 (Cedigaz 2002, IAE 2004). Les principaux rapports sur la prévision de la demande de gaz à long terme anticipent une forte croissance de la demande à des fins de production électrique. Une des principales raisons est que le gaz naturel est moins polluant que les autres énergies fossiles. Ces dernières années, les Turbines à gaz à cycle combiné (TGCC) sont devenues un moyen efficace de produire de l'électricité, cette technologie est utilisée par plusieurs pays européens. Le développement de son utilisation est en accord avec le protocole de Kyoto signé par les pays européens et aussi avec la perspective de mise en place de Permis d'Emissions Négociables au 1<sup>er</sup> Janvier 2005. Un autre facteur favorable à l'augmentation de la demande européenne de gaz est que dans les années 1980, le ratio réserves/production a augmenté (puis s'est stabilisé autour de 60), les réserves mondiales prouvées de gaz naturel ayant augmenté. Le prix du gaz étant lié à celui du prix du pétrole, la baisse du cours du pétrole, entre 1985 et 2000, a également favorisé les échanges de gaz par contrats de long terme. Ainsi, de nombreux gazoducs ont été installés, ce qui est une base solide pour le développement des échanges. En devenant une énergie aussi compétitive que l'électricité et progressivement aussi abondante que le pétrole, le gaz naturel voit sa demande augmenter fortement.

### **2.1.2. L'offre de gaz naturel**

En ce qui concerne l'offre de gaz naturel, un petit nombre de pays se partage les stocks, leur situation géographique est favorable à une augmentation des coûts de transport. L'offre de gaz naturel est oligopolistique, tant au niveau européen qu'au niveau international. Cinq pétrogaziers (ExxonMobil, Shell, TotalFinaElf, BP-Amoco et l'ENI) offrent la moitié du gaz en Europe comme l'indique le tableau suivant. Les ressources importées proviennent à 95 % de trois pays, la Russie (45%), la Norvège (27 %) et l'Algérie (23 %). Les énergies fossiles représentent une part très importante des exportations des pays producteurs. Les Etats cherchent à maximiser leur rente sur une longue période tout en essayant de servir la demande. Cependant, les joint-ventures entre producteurs et pétrogaziers sont nombreuses et limitent les risques dans l'exploration de nouveaux champs gaziers. Il en est de même pour le transport et la distribution comme l'indique la *figure* suivante.

Pays	Société	Actionnaires	Ventes(Gm3/an)
Pays Bas	Gasunie	25 % Shell - 25 % Exxon	63
Allemagne	Ruhrgas	25,6 % BP-Amoco - 14,9 % Shell 14,9 % Exxon - 6,4 % Mobil	54
	Thyssenagas	25 % Shell	13,5
	BEB	50 % Exxon	9
Italie	SNAM	100 % ENI	63
Espagne	Enagas	45,3 % Repsol	13,5
France	GSO	70 % TotalFinaElf	3,6

source : CRE Avril 2001

Figure 1:Part de capital des sociétés européennes de transport-distribution détenue par des pétrogaziers

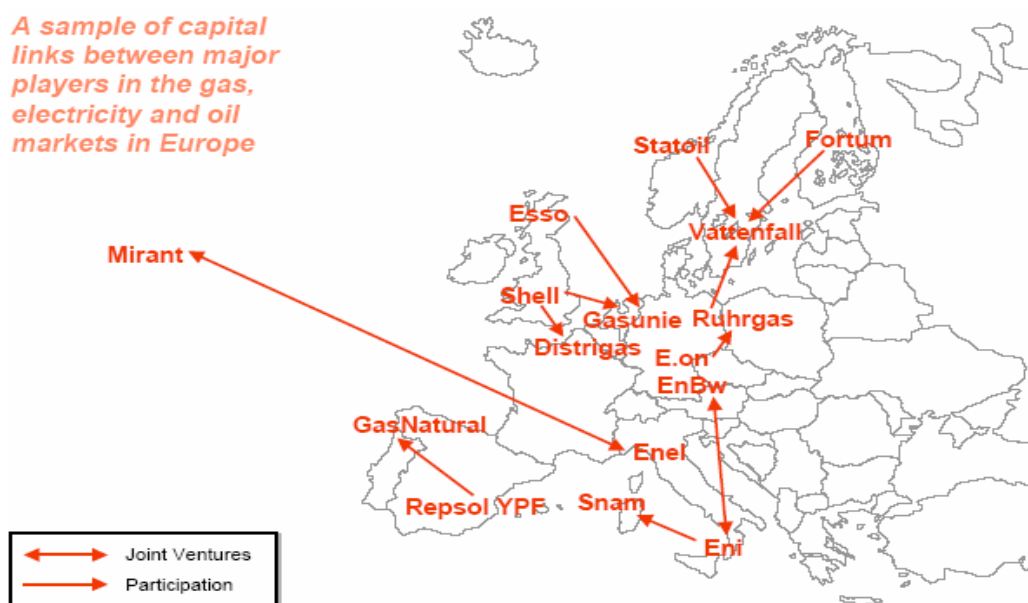


Figure 2: Participations entre les principaux acteurs de l'énergie en Europe. Source: Cap Gemini Ernest & Young, "gas deregulation in Europe", C. Lewiner et P. Coquet. 2003.

Des joints Ventures et participations dans le transport et la distribution (figure ci-dessus) permettent des investissements en capacités de transport. Ces prises de participations à plusieurs niveaux de la chaîne gazière complexifient l'analyse des relations stratégiques entre acteurs. De plus, ce schéma n'indique pas que de nombreuses participations croisées entre amont et aval structurent l'offre de gaz. En plus d'un oligopole en aval de la chaîne gazière, la distribution de gaz en Europe reste fortement concentrée. En effet, les monopoles d'Etats pour la fourniture d'énergie constituent encore une part importante de l'offre de gaz aux consommateurs finals. On assiste par ailleurs à une diversification de l'offre tant sur le plan des services, avec la création d'une offre multi-énergie, que sur le plan de la stratégie internationale, avec la présence d'une firme dans plusieurs pays européens ou dans les pays

producteurs. Mais, la Commission Européenne veille à ce que le pouvoir de marché des firmes matinales ne soit pas trop fort, pour permettre l'entrée de nouveaux concurrents dans le pays (par exemple au Portugal le rachat de Gás de Portugal (GDP) par Energias de Portugal (EDP), et ENI n'a pas été autorisé). Pourtant les acteurs défendaient le fait de s'agrandir pour pouvoir concurrencer les autres grands groupes européens mais, cela peut être interprété comme une façon de créer des barrières à l'entrée sur le marché Portugais.

### **2.1.3. Conclusions**

L'épuisement des réserves gazières européennes et la forte hausse de la demande européenne combinés au développement de l'offre extérieure accroissent la dépendance énergétique en Europe. Cette dépendance est rendue encore plus coûteuse du fait de la distance qui sépare les lieux de consommation de ceux de production. La production d'électricité à partir de gaz naturel va tirer vers le haut la demande de gaz. Augmentation de la demande et de la dépendance européenne sont des éléments favorables à la hausse du prix du gaz. L'Europe doit donc déterminer une stratégie d'approvisionnement qui évite une trop forte hausse du prix du gaz au risque de voir ses investissements, en TGCC par exemple, non rentables. En effet, le cas des Etats-Unis d'Amérique le montre bien, un prix trop élevé du gaz conduit à l'arrêt de la production d'électricité à partir du gaz puisque le coût de l'électricité devient supérieur à celui d'autres alternatives. Les firmes énergétiques européennes doivent avoir un approvisionnement gazier qui réponde à la hausse de la demande, en prenant en compte les temps de mise en service des infrastructures et du développement de l'offre.

La découverte et la mise en exploitation de nouvelles réserves de gaz sont lentes et coûteuses. Un facteur favorable au développement de l'offre gazière est l'apparition de nouveaux producteurs, tels que l'Asie Centrale, le Nigeria, Trinidad et Tobago, les pays du Moyen-Orient, de la Caspienne et du Maghreb, qui ont d'importants stocks de gaz naturel et qui sont donc susceptibles de concurrencer les gros producteurs traditionnels que sont l'Algérie, la Norvège, le Pays Bas et la Russie peut faire peser une pression à la baisse des prix. Mais, cette pression sur les prix est toutefois limitée par la structure oligopolistique du marché gazier et, comme nous l'avons dit, par l'importance des coûts d'exploration, de transport et de stockage du gaz naturel. Enfin pour les acteurs européens, un autre facteur renchérit le coût des approvisionnements, c'est celui de la sécurité des approvisionnements.



En effet pour ne pas dépendre que d'une source d'approvisionnement, les acteurs européens diversifient leurs fournisseurs et de ce fait n'achètent pas toujours le gaz au prix le plus bas.

Pour finir, une guerre des prix entre producteurs semble peu probable<sup>5</sup>. Bien que de nouveaux producteurs apparaissent, le statut d'énergie épuisable du gaz naturel combiné à la hausse de la demande ne sont pas favorables au développement d'une concurrence forte entre producteurs qui chercheront à garder par ailleurs leurs rentes. La réduction, ou une augmentation limitée, du prix final du gaz naturel passe plutôt par le développement d'une concurrence gaz-gaz sur le marché aval européen<sup>6</sup>.

## **2.2. Un marché oligopolistique**

Nous verrons ici que les marchés de l'énergie sont des marchés oligopolistiques où chaque firme adopte un comportement stratégique face à l'action de ses concurrents. Nous constatons une forte concentration des producteurs gaziers. Trois principaux producteurs fournissent du gaz en France, les prévisions pour 2010 sont les suivantes<sup>7</sup> : le gazier russe Gazprom, l'algérien Sonatrach et le norvégien GDF représentent 60 % de l'offre. Le rapport sur « Les Réformes Des Industries Électrique et Gazière en Europe », Juillet 2004, indique que « *Trois pays, l'Algérie, la Russie et la Norvège, fournissent environ 95 % du gaz importé dans l'UE, les exportations des deux premiers étant confiées aux monopoles nationaux Sonatrach et Gazprom* ». Et selon le rapport annuel de la CRE 2003 : « *La production gazière européenne est concentrée entre les mains de peu d'acteurs. En 2003, la production de gaz cumulée des cinq premiers producteurs gaziers européens (ExxonMobil, Shell, ENI, BP et Total) a représenté 120 Gm<sup>3</sup>, soit 54% du total de l'Europe des 15* ». Ces cinq premiers producteurs européens sont aussi les principaux fournisseurs sur le marché final. A ces principaux acteurs du marché gazier européen, il suffit d'ajouter les monopoles nationaux de la France et de l'Allemagne (Gaz de France et Ruhrgas) pour avoir les 7 plus importants acteurs du marché européen. Nous voyons ainsi que peu de firmes se concurrencent sur le marché européen du gaz naturel.

---

<sup>5</sup> Sadek BOUSSENA «La commercialisation inquiète les producteurs» du 4 février 2002 disponible sur le site [www.latribune-online.com](http://www.latribune-online.com). DRI-WEFA, Juillet 2001.

<sup>6</sup> Kingma, D., Lijesen, M., et Mulder, M., 2002, "Gas-to-gas competition versus oil price linkage". *25<sup>th</sup> Annual Conference on the IAEE*.

<sup>7</sup> DISCOURS : Troisièmes rencontres parlementaires mardi 17 juin 2000. Intervention de M. Syrota "France et Europe de l'énergie : nouvelles attentes, nouveaux marchés".

### **2.2.1. La concentration des acteurs**

La libéralisation de la demande de gaz européenne provoque l'apparition de nouveaux acteurs. En effet, des acteurs anciennement spécialisés dans une autre énergie (l'électricité par exemple) peuvent entrer sur le marché gazier, comme le prouve l'exemple allemand de la fusion entre l'électricien E.ON et le gazier RUHRGAS en 2003. Dans le passé, la théorie néoclassique a étudié la mise en place d'une concurrence efficace entre les acteurs sur les marchés. Pour tendre vers ces résultats, la Commission Européenne souhaite le libre accès des firmes au marché du gaz avec des systèmes de tarification non discriminatoires pour les infrastructures de stockage, de transport et distribution.

De nombreuses fusions/acquisitions ont eu lieu à la fin des années 1990 et début 2000, la tendance est donc à la constitution de grands groupes de l'énergie et à l'exploitation des synergies et au développement des offres multiservices (gaz, électricité, vapeur). En effet, les firmes énergétiques s'intègrent verticalement ou horizontalement pour constituer des offres multi-énergies, multi-services et ainsi atteindre une taille permettant d'offrir leurs services sur tous les pays européens. Les entreprises étaient avant spécialisées dans une seule énergie. Par exemple Centrica, leader du marché gazier au Royaume-Uni, fournit dorénavant en électricité plusieurs millions de consommateurs et investit dans les unités de production. Iberdrola, producteur espagnol d'électricité intervient sur le marché gazier à hauteur de 5%. De même les opérateurs de l'amont gazier cherchent à vendre directement leurs ressources sur le marché européen, tandis que ceux de l'aval tentent d'éviter les marges des producteurs. Sur le marché de l'énergie concentré et à forte intensité capitalistique, seuls quelques acteurs seront en mesure de se concurrencer. Ainsi, comme l'ont montré les fusions/acquisitions de la fin des années 1990, la concentration sur le secteur de l'énergie offre aux acteurs l'occasion d'asseoir leur position en augmentant leur nombre de consommateurs et leurs offres de services. Pour constituer leur approvisionnement, les entrants du marché gazier vont tenir compte des possibilités d'intégrations qui leurs sont offertes et qui peuvent être au réaction comportement des concurrents. Au regard de la littérature sur les intégrations verticales et horizontales, regardons quelles sont les actions stratégiques offertes aux acteurs du marché de l'énergie. Pourquoi les groupes énergétiques adoptent-ils cette stratégie ? Quels sont les avantages de la convergence gaz/électricité ? Quelles sont les perspectives de reconfiguration des marchés énergétiques européens ?

Lors de l'ouverture du marché gazier européen, les gaziers opérateurs historiques, les pétrogaziers, les électriciens ainsi que des sociétés de trading et de services ont la possibilité d'échanger du gaz. Dans ce cadre, le développement d'une concurrence entre acteurs du marché de l'énergie induit au moins deux avantages lors de l'entrée d'un électricien sur le marché du gaz naturel. Ainsi, regardons quels sont les intérêts d'un électricien à entrer sur le marché gazier :

Le premier, l'avantage productif est lié à la nécessité de développer des moyens de production d'électricité flexibles. En effet, le parc électrique européen a besoin de flexibilité pour répondre aux variations de la demande. Ainsi, la production d'électricité doit s'adapter aux périodes de pics de demande sans que son coût soit trop élevé. Les turbines à gaz, rapides à mettre en œuvre et nécessitant des investissements plus faibles que le nucléaire, sont efficaces pour répondre à cette flexibilité nécessaire à la production électrique. Plusieurs pays européens utilisent cette technologie. Notamment, l'Allemagne qui abandonne progressivement le nucléaire au profit du gaz naturel. De plus, comme nous l'avons vu plus haut, lors de sa combustion le gaz naturel pollue moins que les autres énergies fossiles et son utilisation est de plus en plus efficace et permet de répondre aux objectifs environnementaux.

Le second, l'avantage commercial regroupe deux aspects. Le premier aspect concerne l'offre de plusieurs énergies et services à ses clients. La constitution d'une offre dual gaz et électricité, permet à un opérateur de conserver ses clients du secteur d'origine et d'en acquérir de nouveaux. Plusieurs groupes européens proposent déjà une offre duale, soit parce qu'ils détiennent les deux énergies, soit parce qu'ils ont des participations dans le secteur qui leur fait défaut. Ensuite, dans un second temps il s'agit de concurrencer les pétrogaziers. Ces multinationales s'intègrent verticalement et concurrencent les anciens monopoles sur la fourniture. De même, les fournisseurs prennent des participations dans la chaîne gazière. La présence d'une même firme à plusieurs niveaux de la chaîne gazière lui donne un avantage concurrentiel. Pour prendre un exemple simplifié, si une firme intervient à la fois aux niveaux de la production et de la fourniture au client final, elle peut pratiquer des prix inférieurs à ceux d'une firme uniquement présente en aval. Elle a un accès facilité à la ressource. Elle ne subit pas la double marge.

La convergence gaz/électricité est un phénomène relativement récent qui est né avec l'ouverture à la concurrence des marchés énergétiques. La double interaction entre le gaz et l'électricité à la fois comme substituts sur le marché final de l'énergie et comme compléments sur le marché de l'input pour la production d'électricité soulève des questions importantes,

surtout lorsqu'on prend en compte la régulation de ces deux secteurs<sup>8</sup>. La *Figure* suivante présente la structure simplifiée du marché de l'énergie.

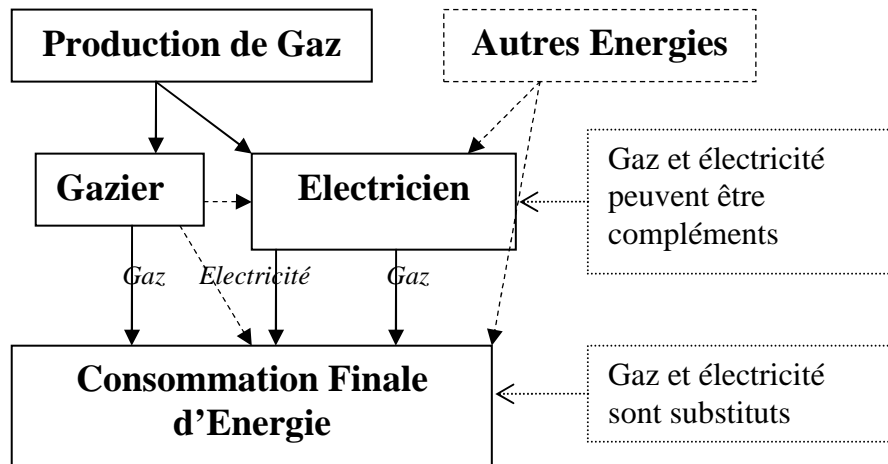


Figure 3: Marché européen du gaz et de l'électricité simplifié

Source : Propre représentation.

Il existe trois types de convergences :

- **La convergence de portefeuille** consiste à être présent dans le gaz et l'électricité, pour capter des profits dans ces deux activités sans mettre en œuvre de synergies.
- **La convergence technique** a pour objectif d'utiliser le gaz pour produire l'électricité.
- **La convergence commerciale** vise à vendre à la fois du gaz et de l'électricité au même client.

L'adoption par de nombreux groupes énergétiques d'un modèle de développement fondé sur la convergence gaz/électricité repose sur plusieurs constats : l'ouverture à la concurrence des marchés électriques et gaziers crée de nouvelles opportunités dans des secteurs connexes mais génère une pression sur les marges dans les activités historiques. Par ailleurs, les clients sont confrontés à la multiplication des offres et le gaz naturel et l'électricité sont deux énergies complémentaires et en partie substituables. De plus, le secteur de favorise l'exploitations d'économies d'échelle (l'accroissement de la production permet de diminuer le coût moyen) et d'envergure (lorsqu'il est plus avantageux de fabriquer et/ou vendre des

<sup>8</sup> A ce sujet : J. A. Ferrando Yanez, "Interactions règlementaires dans les industries énergétiques en réseaux". *Thèse de Doctorat*, Paris I, 24 Juin 2004.

produits conjointement que séparément). L'objectif des stratégies de convergence est donc de bénéficier de relais de croissance pouvant générer des synergies.

Dans ce contexte, plusieurs types de compagnies s'affrontent. Il s'agit notamment des compagnies pétrolières qui détiennent la ressource gazière et d'importants moyens financiers, des compagnies d'électricité et des compagnies de l'aval gazier qui vont jouer sur la connaissance de leur clientèle et des métiers de base. Les trois enjeux principaux pour les acteurs sont les suivants :

- D'abord, il faut maîtriser les ressources énergétiques. L'accès, dans de bonnes conditions, au gaz naturel et à l'électricité est un pré requis car il permet de contrôler les marges (dans le cadre d'une intégration verticale).
- Ensuite, il faut atteindre la taille critique. Les activités électriques et gazières sont extrêmement capitalistiques. Il faut pouvoir atteindre une taille qui permette d'exploiter les économies d'échelle et d'envergure.
- Enfin, il faut financer la convergence. Pour prendre position sur le marché européen, des alliances sont nécessaires. Les investissements sont lourds, que ce soit pour développer une infrastructure ou pour racheter d'autres firmes, plusieurs joints ventures se développent dans le secteur de l'énergie.

Les grands groupes énergétiques européens adoptent donc différents comportements. Les compagnies d'électricité cherchent à avoir accès à la ressource gazière. Cela dans le but de constituer une offre duale à la fois pour leur production d'électricité externe et pour se développer dans le gaz naturel. Les compagnies pétrogazières internationales pénètrent les marchés européens en se dotant de moyens de production d'électricité grâce à des acquisitions. Les firmes souhaitent avoir plusieurs secteurs de services pour capter une nouvelle demande. Regardons à présent comment les acteurs du marché gazier vont se concurrencer. C'est-à-dire la concurrence va-t-elle plutôt porter sur les prix ou sur les quantités ?

### 2.2.2. Une concurrence en quantités

Sur un marché européen concentré, quelles sont les stratégies d'un entrant sur le marché gazier en terme de pénétration et d'approvisionnement ? L'opérateur historique adaptera ses stratégies, tant sur le marché final qu'en matière d'approvisionnements. En effet, une entrée sur le marché gazier aval affecte le nombre de concurrents qui s'adressent aux producteurs. Ainsi, la concurrence sur le marché amont peut être affectée. Et, dans le cadre de l'étude d'approvisionnement en gaz d'un électricien nouvel entrant sur le marché aval, le principal axe de recherche est l'analyse des effets de la libéralisation de la demande adressée aux producteurs de gaz sur l'offre jointe de gaz et d'électricité. Comment les acteurs se comportent ils sur les marchés ? L'engagement sur des quantités rend leur action crédible.

La modélisation des stratégies d'acteurs s'effectue à l'aide de la théorie de l'organisation industrielle qui utilise la microéconomie et la théorie des jeux. Deux concepts d'oligopoles sont principalement utilisés, d'abord celui de Cournot, qui modélise une concurrence en quantités pour des objectifs de moyen terme ; puis celui de Bertrand, qui met en jeu une concurrence en prix à plus court terme. Un troisième concept, l'oligopole de Stackelberg<sup>9</sup> permet de donner un avantage à un des joueurs.

Les firmes sont amenées à se concurrencer par une diversification de leurs activités et de leurs marchés. Cela est réalisable avec des prises de participations dans différents secteurs de l'énergie en cours de libéralisation. Regardons pourquoi l'oligopole de Cournot semble mieux représenter le marché du gaz naturel. L'utilisation d'un oligopole de Cournot dans la modélisation du marché gazier européen est justifiée avec Smeers et al. (1987), Salinger (1988), l'article de Smeers (1997), De et Wolf et Smeers (1997). Les principales justifications sont les suivantes :

- D'abord pour une raison historique, les négociations et renégociations de ces contrats portent plus souvent sur les quantités à livrer que sur une modification de prix (qui, en général et en Europe, suit le cours du pétrole).
- Ensuite, le gaz naturel s'échange par contrats de long terme accompagnés de clauses *Take or Pay*. Ces contrats obligent les acheteurs à enlever les quantités

---

<sup>9</sup> Les firmes sont asymétriques. Une firme est supposée mieux anticiper les réactions des concurrents. Les fonctions de réaction des concurrents sont intégrées dans la maximisation de son profit. Les suiveurs sont des firmes "à la Cournot".

fixes durant plusieurs années. Lorsque l'acheteur n'enlève pas la totalité des quantités fixées, il doit quand même les payer. Ceci souligne l'importance de la négociation et des possibilités de renégociation des quantités dans les contrats de long terme.

- Enfin, l'objectif des pétrogaziers est de capter des rentes et de faire des profits. La concurrence à la Cournot permet de laisser des profits aux firmes.

Quelles sont les caractéristiques du modèle de Bertrand ? Pourquoi n'est-il pas utilisé dans la modélisation du marché du gaz naturel ?

- La principale caractéristique du modèle de Bertrand est l'absence de profit (le prix s'établit au niveau du coût marginal) pour les firmes qui se concurrencent en prix. Les résultats de la concurrence parfaite sont retrouvés même avec un faible nombre de firmes.
- L'introduction de contraintes (de capacité par exemple) ou d'asymétrie d'informations dans les modèles permet de modifier le résultat d'une concurrence en prix. Ainsi, un modèle de Bertrand contraint par les quantités, pour un rationnement efficace, est équivalent à un modèle de Cournot<sup>10</sup>.
- Enfin, une concurrence en prix entre acteurs sur le marché du gaz européen ne pourra avoir lieu que lorsque les échanges de court terme seront développés, que les prix du gaz ne seront plus liés à ceux du pétrole et que tous les acteurs européens pourront s'échanger du gaz.

Notons enfin que l'oligopole de Stackelberg donne un avantage à un acteur (leader) sur le marché, il connaît la réaction de ses concurrents (followers) face à son action. En conséquence, le leader détermine ses quantités (ou son prix) en intégrant dans son profit la réaction des followers qui se concurrencent à la Cournot (ou Bertrand). Les concurrents considèrent les quantités (ou prix) du leader comme données. L'équilibre obtenu conduit à des profits supérieurs à ceux de Cournot (ou Bertrand) mais toujours inférieurs à la solution de monopole, cela même si certaines firmes sont exclues du marché. Ce type de concurrence suppose donc que le leader fixe le même niveau de production quoi que fassent ses concurrents. En pratique, cette condition suppose que le leader ait réalisé d'importants investissements et qu'il ne peut pas modifier sa production. Pour le gaz naturel, cette

---

<sup>10</sup> D. Kreps, J. A. Scheinkman, 1983. "Quantity precommitment and Bertrand competition yields Cournot outcomes". *Bell Journal of Economics* 14, 326–337.

condition peut être vraisemblable dans la mesure où les investissements nécessaires à l'exploitation de champs gaziers sont très importants. L'intensité capitalistique nécessaire à l'entrée dans ce secteur est telle que peu de firmes sont en position de venir concurrencer celles qui sont déjà en place.

En conséquence, les articles présentant le marché du gaz naturel analysent principalement les stratégies des acteurs du marché du gaz européen avec une concurrence en quantités. Et, chaque firme anticipe la production de ses concurrentes lors de la maximisation de son profit. Un autre point fort de l'analyse de Cournot est qu'elle permet d'étudier l'évolution de la marge relative prix-coût marginal en fonction de la part de marché des firmes et de l'élasticité de la demande. L'étude de la littérature sur l'organisation industrielle nous donnera des intuitions sur le comportement des firmes, sur leurs relations verticales, horizontales et contractuelles.

### **2.2.3. Confirmation théorique**

Les premières modélisations du marché européen du gaz naturel étudient les contrats de long terme, leurs caractéristiques et leurs effets sur les échanges de gaz. Dans ce cadre, Y. Smeers et al. (1987) modélisent le marché gazier européen comme un oligopole de Cournot. Le modèle est un jeu dynamique et stochastique. C'est l'un des rares articles qui modélise une demande de gaz naturel aléatoire avec l'utilisation de plusieurs prix possibles pour le gaz. Les producteurs ont un objectif de maximisation de leur profit et ils se concurrencent à la Cournot. La demande est un oligopsonne<sup>11</sup>, les distributeurs européens ne sont pas actifs dans le modèle, ils représentent seulement les fonctions de demande des consommateurs ; c'est-à-dire qu'ils n'ont pas d'actions stratégiques. C'est pourquoi nous pouvons obtenir une analyse théorique des stratégies entre les producteurs, avec pour horizon l'année 2020. Cette perspective se caractérise alors par le développement d'échanges de gaz plus flexibles (comme le permet le marché spot) et d'un assouplissement des contrats de long terme. Pour trouver un équilibre de Nash dynamique, le modèle de Salant (1982) est utilisé. Nous ne développerons pas plus les concepts d'équilibres dynamiques qui ne sont pas très utiles pour présenter l'élaboration d'un portefeuille d'approvisionnement. En effet, l'étude des équilibres en dynamique entraîne une complexité des calculs qui peut être contournée par la répétition du jeu des acteurs. La résolution des jeux répétés implique de prendre en compte les réactions possibles des acteurs

---

<sup>11</sup> Un petit nombre de demandeurs est confronté à un grand nombre d'offeurs (les distributeurs européens).



à chaque période, ce qui reproduit une dynamique et qui détaille les stratégies offertes aux acteurs.

Dans le cadre dynamique, il est nécessaire d'avoir estimé les coûts d'extraction, les réserves disponibles et le rythme d'épuisement. Les stratégies des producteurs sont définies par les quantités qu'ils mettent sur les marchés. Plusieurs niveaux de prix du baril de pétrole et la formule de liaison au prix du gaz sont définis, puis des simulations numériques sont effectuées. Donc, l'incertitude porte sur le prix du gaz. Ensuite, il s'agit de comparer les résultats sur les quantités et prix d'équilibres aux caractéristiques des contrats signés en 1987. Les principales conclusions sont que la production de la Norvège et des Pays Bas correspond aux quantités contractées. En revanche, certains pays n'exportent pas assez. Une contrainte réduit les exportations Russes, la sécurité des approvisionnements limite à 30%<sup>12</sup> les importations de gaz Russe. La Russie pourrait exporter plus de gaz mais n'en a pas la possibilité. Cette limitation n'est plus d'actualité. Néanmoins, la diversification des approvisionnements conduit les gaziers européens à importer moins de 30% d'une même source. Ce résultat est confirmé par la carte de *Energy Markets* : « 2002 european gas flows ». Seule l'Espagne est actuellement dépendante du gaz Algérien (Selon *Energy Markets*, les seuls approvisionnements espagnols sont, en 2002, 9 Bcm de gaz algérien et 12,6 Bcm de GNL de diverses sources).

L'incertitude sur le prix du gaz associée aux différences entre quantités contractées et celles indiquées par le modèle conduisent à l'assouplissement des clauses des contrats *Take or Pay* et des clauses de destination. Cette clause a pour objectif d'éviter le cabotage. L'acheteur européen ne peut pas vendre son gaz ailleurs que sur le marché prévu dans le contrat, il ne peut donc pas le vendre à un autre acteur qui aurait des prix d'approvisionnement plus élevés. De ce fait, l'annulation de la clause de destination permet à un importateur européen de revendre le gaz ailleurs que sur le marché anciennement indiqué par la clause.

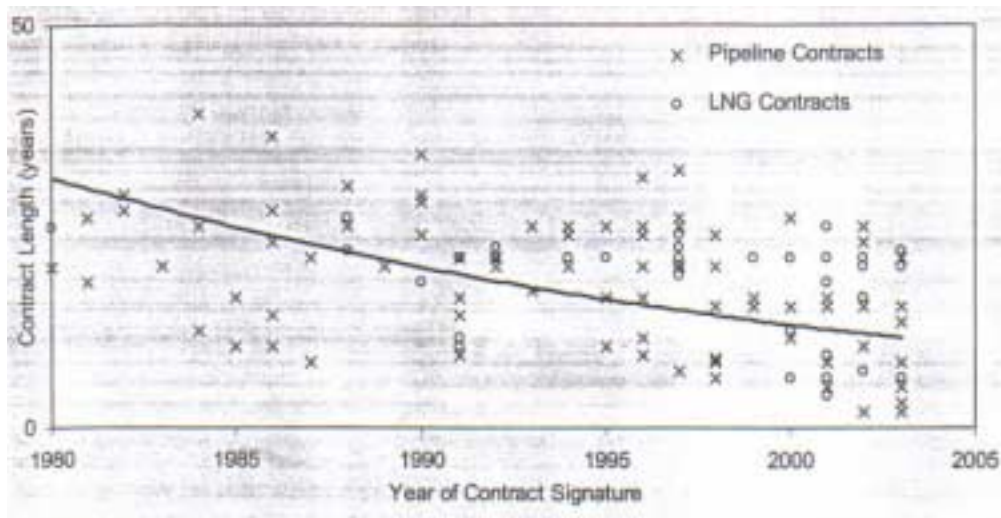
L'analyse de Smeers et al. (1987) offre les avantages suivants :

- Il pose les bases d'une concurrence à la Cournot sur le marché gazier européen.
- Il donne les caractéristiques des contrats de long terme et décrit leurs effets sur la demande et l'offre de gaz :

---

<sup>12</sup> En 1984 l'OTAN interdit aux pays européens d'importer plus de 30% de gaz russe. Actuellement, 38,5 % des approvisionnements en gaz de l'Europe OCDE proviennent de Russie. (Source : IFP, *Panorama 2004*)

- Le manque de flexibilité décrite par les auteurs freine le développement des marchés spots et l'arrivée de nouveaux concurrents en aval de la chaîne.
- De plus, les contrats doivent être renégociés. Ce qui se révèle aussi vrai avec la réduction de leur durée. Leur durée passe de 20-25 ans à 10-15 ans (voir *Figure* ci-après).



**Figure 4: Réduction de la durée des contrats de long terme sur la période 1980-2000.**

*Source:* Neumann, A., von Hirschhausen, C., 2004, "Less long term gas to Europe? A quantitative analysis of European long term gas supply contracts", *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Vol.28.

- Certaines conclusions se sont avérées exactes lors de l'ouverture du marché gazier européen. L'assouplissement des contrats de long terme doit se faire essentiellement par la fin des clauses de destinations. Par exemple, en 2004, le gaz russe livré à Baumgarten par OMV est libre de toute contrainte de destination, de même que celui livré à ENI en Italie par Gazprom, qui en échange peut librement intervenir directement sur le marché aval italien<sup>13</sup>.

Les principales limites de cet article sont que la libéralisation du marché gazier européen et l'apparition de nouveaux producteurs ne sont pas incluses. Nous pouvons aussi noter que :

- Difficultés de calculs et d'interprétation des équilibres en dynamique. Il est plus intéressant de se focaliser sur les incitations qu'ont les acteurs à échanger entre eux

<sup>13</sup> C. Clastres et L. David, Monder2004, « Le gaz naturel : doit-on signer des contrats de long terme ou s'en remettre au marché ? »

et sur les effets de différents types de concurrences que sur la technique mathématique nécessaire à la résolution de problèmes en dynamique. D'ailleurs, la dynamique peut être recrée en répétant le jeu sur plusieurs périodes.

- Les effets d'une concurrence sur le marché européen ne peuvent pas être pris en compte.
- L'importance de la diversification des sources d'approvisionnement n'est pas considérée.

### **3. Conclusion**

Depuis la fin des années 1980, l'Europe libéralise progressivement la demande de gaz naturel. La tendance est à la réduction de la durée des contrats. L'application de la directive européenne doit permettre un recours croissant aux marchés de court terme et à l'accès de nouvelles firmes sur le territoire des ex monopoles nationaux. Pour l'instant, le gaz circule sur ces marchés en plus ou moins grandes quantités selon la volonté des opérateurs. Notre étude permet de déterminer dans quel contexte nous pouvons modéliser l'approvisionnement en gaz naturel d'un acteur européen. Ainsi, nous pouvons analyser le marché du gaz naturel comme un marché oligopolistique et anticiper le développement d'une concurrence en quantités sur le marché de l'énergie en Europe. La principale justification est que les décisions de production de certaines quantités représentent des engagements crédibles pour les autres acteurs. En théorie, le développement d'une concurrence sur le marché européen pousse les producteurs à se concurrencer. Mais en réalité, la présence d'oligopoles en amont et en aval de la chaîne gazière permet aux producteurs et distributeurs de capter la rente du consommateur, l'objectif de la commission n'est alors pas atteint. Le pouvoir de marché important de ces acteurs n'est pas favorable à une baisse du prix final du gaz.

L'introduction d'une concurrence oligopolistique, la mise en forme particulière des problèmes de maximisation sous contraintes et à l'utilisation d'algorithmes de résolution permettent aux auteurs de calculer les solutions d'équilibres de Nash généralisés. Par conséquent, une concurrence à la Cournot entre producteurs est envisageable. Nous pouvons tout de même noter que l'utilisation d'une concurrence en quantités à la fois en amont et en aval de la chaîne gazière réduit l'analyse des interactions stratégiques entre les deux groupes d'acteurs. Il reste donc à déterminer comment faire apparaître ces interactions dans un contexte de double oligopole vertical de Cournot.

# Bibliographie

1. E. Baranès, F. Mirabel et J.C. Poudou, 2003, “Une analyse économique de la structure verticale sur la chaîne gazière européenne”, *Cahier de recherche du CREDEN*, N° 03.11.39.
2. E. Baranès, F. Mirabel et J.C. Poudou, 2004, “Stockage de gaz et modulation : une analyse stratégique”, *Cahier de recherche du CREDEN*, N° 04.07.48.
3. Boots, Maroeska G.; Rijkers, Fieke A. M.; Hobbs, Benjamin F, 2004, “Modelling the Role of Trading Companies in the Downstream European Gas Market: a Successive Oligopoly Approach”, *Energy Journal*, 2004, Vol. 25 Issue 3, p73.
4. Breton, M., Zaccour, G., 2001, “Equilibria in an asymmetric duopoly facing a security constraint”, *Energy Economics*, Vol. 23, 457-475.
5. Dahl, Carol; Gjelsvik, Eystein, 1993, “European natural gas cost survey”. *Resources Policy*, September.
6. Ellis, Andrew; Bowitz, Einar; Roland, Kjell, 2000, “Structural change in Europe's gas markets: three scenarios for the development of the European gas market to 2020”. *Energy Policy*, May2000, Vol. 28 Issue 5, p297.
7. J. A. Ferrando Yanez, “Interactions règlementaires dans les industries énergétiques en réseaux”. Thèse de Doctorat, Paris I, 24 Juin 2004.
8. Finon, D., 2002, “Integration of European Gas Markets: Nascent Competition in a Diversity of Models”. Grenoble, Institut d’Economie et de Politique de l’Energie, *Cahier de Recherche* No. 31.
9. Finon, D. et Locatelli, C., 2002, “La libéralisation du marché gazier européen et ses conséquences pour la Russie”, *Working paper IEPE Grenoble*.
10. Grais, W., Zhzng, K., 1996, “Strategic interdependence in European east-west gas trade: a hierarchical Stackelberg game approach”, *Energy Journal*, Vol. 17 Issue 3, p61.
11. Haurie, A., Legrand, J., Smeers, Y., et Zaccour, G., 1988, “A Stochastic Dynamic Nash Cournot Model for the European Gas Market”. *Les cahiers du GERAD*, C-87-24, Octobre.
12. Haurie, A., Smeers, Y., Zaccour, G., 2000, “Dynamic Stochastic Nash-Cournot Model with an Application to the European Gas Market, Gas Trade for Western Europe”. *Final Report*, Contract EN3M-0020-B, DG XII, *Commission of the European Communities*, Brussels.

13. Hégaret, G., Siliverstovs, B., Neumann, A., Hirschhausen, C., 2003, "International Market Integration for Natural Gas? A cointegration analysis of gas prices in Europe, North America and Japan", *Discussion Papers 393*, DIW Berlin.
14. Hunger, D., 2003, "Analysing Gas and Electric Convergence Mergers: A Supply Curve is Worth a Thousand Words", *JRE*, 24:2.D.
15. Kingma, D., Lijesen, M., et Mulder, M., 2002, "Gas-to-gas competition versus oil price linkage". *25<sup>th</sup> Annual Conference on the IAEE*.
16. Kreps, D., Scheinkman, J., 1983, "Quantity precommitment and Bertrand competition yield Cournot outcomes", *Bell Journal of Economics*, Vol 14, 326-337.
17. Neumann, A., von Hirschhausen, C., 2004, "Less long term gas to Europe? A quantitative analysis of European long term gas supply contracts", *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Vol.28.
18. Percebois, J., 2003, "Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux: le cas du gaz et de l'électricité. Quelques enseignements au vu de l'expérience européenne". *Revue d'Economie Publique*.
19. Polo, Michele and Scarpa, Carlo, November 2003, "Entry Without Competition". IGIER *Working Paper No. 245*. <http://ssrn.com/abstract=467860>.
20. Smeers, Y., 1997, "Computable equilibrium models and the restructuring of the European electricity and gas markets," *Energy Journal*, vol. 18, no. 4, pp.1-31.
21. Smeers, Y., De Wolf, D., 1997. "A Stochastic Version of a Stackelberg-Nash-Cournot Equilibrium Model", *Management Science*, Vol.43, No.2.
22. Stern, J., 2002, "Security of European natural gas supplies: the impact of import dependence and liberalization", *The Royal Institute of International Affairs*.
23. Stern, J., 2004, "UK gas security: time to get serious", *Energy Policy*, vol. 32, 1967-1979.
24. Tirole, J., 1995, "Théorie de l'organisation industrielle". *Economica*.
25. "3<sup>rd</sup> Benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market". *Commission of the European Communities, Commission Draft Staff Working Paper*. Brussels 01.03.2004.
26. "Rapport annuel sur la mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité". Bruxelles, 5 janvier 2005, COM (2004) 863, COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN ET AU CONSEIL.
27. BP 2003, *Statistical Review of World Energy*.
28. CRE, Juin 2004, *Rapport d'Activité*.

29. Eurogas 2002-2003, *Annual Report*.
30. FORA, November 2003, “Liberalisation of the EU Gas market”, *Tanja Bisgaard (ed.)*
31. AIE, Juin 2004, “Security of Gas supply in Open Markets, LNG and power at a turning point”.
32. AIE, Kyung-Hwan Toh, Working Paper 2003, “The Impact of Convergence of the Gas and Electricity Industries: Trends and Policy Implications”.
33. AIE, décembre 2003, “The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook”.
34. FIGAS, *Rapport Annuel 2003*.
35. *Commission Européenne*, 2002, “Livre vert sur la sécurité de l’approvisionnement en énergie : contexte technique”.
36. OME, Juin 2003, “MEDSUPPLY: development of energy supplies to Europe from the southern and eastern Mediterranean countries”. *Final Report for European Commission Synergy Programme*.

## **LISTE DES CAHIERS DE RECHERCHE CREDEN\***

<b>95.01.01</b>	<i>Eastern Europe Energy and Environment : the Cost-Reward Structure as an Analytical Framework in Policy Analysis</i> Corazón M. SIDDAYAO
<b>96.01.02</b>	<i>Insécurité des Approvisionnements Pétroliers, Effet Externe et Stockage Stratégique : l'Aspect International</i> Bernard SANCHEZ
<b>96.02.03</b>	<i>R&amp;D et Innovations Technologiques au sein d'un Marché Monopolistique d'une Ressource Non Renouvelable</i> Jean-Christophe POUDOU
<b>96.03.04</b>	<i>Un Siècle d'Histoire Nucléaire de la France</i> Henri PIATIER
<b>97.01.05</b>	<i>Is the Netback Value of Gas Economically Efficient ?</i> Corazón M. SIDDAYAO
<b>97.02.06</b>	<i>Répartitions Modales Urbaines, Externalités et Instauration de Péages : le cas des Externalités de Congestion et des «Externalités Modales Croisées»</i> François MIRABEL
<b>97.03.07</b>	<i>Pricing Transmission in a Reformed Power Sector : Can U.S. Issues Be Generalized for Developing Countries</i> Corazón M. SIDDAYAO
<b>97.04.08</b>	<i>La Dérégulation de l'Industrie Electrique en Europe et aux Etats-Unis : un Processus de Décomposition-Recomposition</i> Jacques PERCEBOIS
<b>97.05.09</b>	<i>Externalité Informationnelle d'Exploration et Efficacité Informationnelle de l'Exploration Pétrolière</i> Evariste NYOUKI
<b>97.06.10</b>	<i>Concept et Mesure d'Equité Améliorée : Tentative d'Application à l'Option Tarifaire "Bleu-Blanc-Rouge" d'EDF</i> Jérôme BEZZINA
<b>98.01.11</b>	<i>Substitution entre Capital, Travail et Produits Énergétiques : Tentative d'application dans un cadre international</i> Bachir EL MURR
<b>98.02.12</b>	<i>L'Interface entre Secteur Agricole et Secteur Pétrolier : Quelques Questions au Sujet des Biocarburants</i> Alain MATHIEU
<b>98.03.13</b>	<i>Les Effets de l'Intégration et de l'Unification Économique Européenne sur la Marge de Manœuvre de l'État Régulateur</i> Agnès d'ARTIGUES
<b>99.09.14</b>	<i>La Réglementation par Price Cap : le Cas du Transport de Gaz Naturel au Royaume Uni</i> Laurent DAVID
<b>99.11.15</b>	<i>L'Apport de la Théorie Économique aux Débats Énergétiques</i> Jacques PERCEBOIS
<b>99.12.16</b>	<i>Les biocombustibles : des énergies entre déclin et renouveau</i> Alain MATHIEU
<b>00.05.17</b>	<i>Structure du marché gazier américain, réglementation et tarification de l'accès des tiers au réseau</i> Laurent DAVID et François MIRABEL
<b>00.09.18</b>	<i>Corporate Realignments in the Natural Gas Industry : Does the North American Experience Foretell the Future for the European Union ?</i> Ian RUTLEDGE et Philip WRIGHT
<b>00.10.19</b>	<i>La décision d'investissement nucléaire : l'influence de la structure industrielle</i> Marie-Laure GUILLERMINET

\* L'année de parution est signalée par les deux premiers chiffres du numéro du cahier.

<b>01.01.20</b>	<i>The industrialization of knowledge in life sciences Convergence between public research policies and industrial strategies</i> Jean Pierre MIGNOT et Christian PONCET
<b>01.02.21</b>	<i>Les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité : la fixation des charges d'accès</i> Jacques PERCEBOIS et Laurent DAVID
<b>01.06.22</b>	<i>Les comportements de fraude fiscale : le face-à-face contribuables – Administration fiscale</i> Cécile BAZART
<b>01.06.23</b>	<i>La complexité du processus institutionnel de décision fiscale : causes et conséquences</i> Cécile BAZART
<b>01.09.24</b>	<i>Droits de l'homme et justice sociale. Une mise en perspective des apports de John Rawls et d'Amartya Sen</i> David KOLACINSKI
<b>01.10.25</b>	<i>Compétition technologique, rendements croissants et lock-in dans la production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque</i> Pierre TAILLANT
<b>02.01.26</b>	<i>Harmonisation fiscale et politiques monétaires au sein d'une intégration économique</i> Bachir EL MURR
<b>02.06.27</b>	<i>De la connaissance académique à l'innovation industrielle dans les sciences du vivant : essai d'une typologie organisationnelle dans le processus d'industrialisation des connaissances</i> Christian PONCET
<b>02.06.28</b>	<i>Efforts d'innovations technologiques dans l'oligopole minier</i> Jean-Christophe POUDOU
<b>02.06.29</b>	<i>Why are technological spillovers spatially bounded ? A market orientated approach</i> Edmond BARANES et Jean-Philippe TROPEANO
<b>02.07.30</b>	<i>Will broadband lead to a more competitive access market ?</i> Edmond BARANES et Yves GASSOT
<b>02.07.31</b>	<i>De l'échange entre salaire et liberté chez Adam Smith au « salaire équitable » d'Akerlof</i> David KOLACINSKI
<b>02.07.32</b>	<i>Intégration du marché Nord-Américain de l'énergie</i> Alain LAPOINTE
<b>02.07.33</b>	<i>Funding for Universal Service Obligations in Electricity Sector : the case of green power development</i> Pascal FAVARD, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
<b>02.09.34</b>	<i>Démocratie, croissance et répartition des libertés entre riches et pauvres</i> David KOLACINSKI
<b>02.09.35</b>	<i>La décision d'investissement et son financement dans un environnement institutionnel en mutation : le cas d'un équipement électronucléaire</i> Marie-Laure GUILLERMINET
<b>02.09.36</b>	<i>Third Party Access pricing to the network, secondary capacity market and economic optimum : the case of natural gas</i> Laurent DAVID et Jacques PERCEBOIS
<b>03.10.37</b>	<i>Competition And Mergers In Networks With Call Externalities</i> Edmond BARANES et Laurent FLOCHEL
<b>03.10.38</b>	<i>Mining and Incentive Concession Contracts</i> Nguyen Mahn HUNG, Jean-Christophe POUDOU et Lionel THOMAS
<b>03.11.39</b>	<i>Une analyse économique de la structure verticale sur la chaîne gazière européenne</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
<b>03.11.40</b>	<i>Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité. Quelques enseignements au vu de l'expérience européenne</i> Jacques PERCEBOIS
<b>03.11.41</b>	<i>Mechanisms of Funding for Universal Service Obligations: the Electricity Case</i> François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
<b>03.11.42</b>	<i>Stockage et Concurrence dans le secteur gazier</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU



<b>03.11.43</b>	<i>Cross Hedging and Liquidity: A Note</i> Benoît SEVI
<b>04.01.44</b>	<i>The Competitive Firm under both Input and Output Price Uncertainties with Futures Markets and Basis risk</i> Benoît SEVI
<b>04.05.45</b>	<i>Competition in health care markets and vertical restraints</i> Edmond BARANES et David BARDEY
<b>04.06.46</b>	<i>La Mise en Place d'un Marché de Permis d'Emission dans des Situations de Concurrence Imparfaite</i> Olivier ROUSSE
<b>04.07.47</b>	<i>Funding Universal Service Obligations with an Essential Facility: Charges vs. Taxes and subsidies</i> , Charles MADET, Michel ROLAND, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
<b>04.07.48</b>	<i>Stockage de gaz et modulation : une analyse stratégique</i> , Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
<b>04.08.49</b>	<i>Horizontal Mergers In Internet</i> Edmond BARANES et Thomas CORTADE
<b>04.10.50</b>	<i>La promotion des énergies renouvelables : Prix garantis ou marché de certificats verts ?</i> Jacques PERCEBOIS
<b>04.10.51</b>	<i>Le Rôle des Permis d'Emission dans l'Exercice d'un Pouvoir de Marché sur les Marchés de Gros de l'Electricité (La Stratégie de Rétention de Capacité</i> Olivier ROUSSE
<b>04.11.52</b>	<i>Consequences of electricity restructuring on the environment: A survey</i> Benoît SEVI
<b>04.12.53</b>	<i>On the Exact Minimum Variance Hedge of an Uncertain Quantity with Flexibility</i> Benoît SEVI
<b>05.01.54</b>	<i>Les biocarburants face aux objectifs et aux contraintes des politiques énergétiques et agricoles</i> Alain MATHIEU
<b>05.01.55</b>	<i>Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel : Le marché européen</i> Vincent GIRAULT