

CREDEN

CAHIERS DE RECHERCHE

**LIBERALISATION DU MARCHÉ GAZIER
ET POUVOIR DE NEGOCIATION**

Nicolas RIVIERE

Cahier N° 11.04.91

1^{er} avril 2011

***Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie
CREDEN – Equipe ART Dev – Université Montpellier 1***

Faculté d'Economie, Av. Raymond Dugrand, C.S. 79606

34960 Montpellier Cedex 2, France

Tel. : 33 (0)4 67 15 83 60

Fax. : 33 (0)4 67 15 84 04

Libéralisation du marché gazier et pouvoir de négociation

Nicolas Riviere*(CREDEN/ART-DEV)

March 22, 2011

Abstract

Ce modèle cherche à décrire les rapports de force qui s'exercent entre importateurs et exportateurs sur le marché gazier européen. Nous tentons d'observer les effets de la libéralisation sur le pouvoir de négociation des importateurs de gaz et plus généralement, nous cherchons à voir si elle ne constitue pas un risque pour la sécurité d'approvisionnement. Nous utiliserons les variations de la valeur de Shapley comme indicateur de l'évolution du pouvoir de négociation. En effet, la valeur de Shapley, dans le cadre d'un jeu coopératif, permet de déterminer comment se répartit le paiement entre les différents membres d'une coalition. Le ratio du profit capté par les distributeurs sur le profit total de la coalition (l'industrie gazière) peut être interprété comme le pouvoir de négociation relatif des importateurs vis-à-vis des producteurs. L'évolution de cet indicateur nous servira dans l'analyse des effets de la libéralisation sur nos conditions d'approvisionnement. Dans les conditions particulières des hypothèses retenues dans notre modèle, nous verrons que la libéralisation a pour effet de fragmenter la demande finale permettant ainsi aux producteurs de s'approprier une part plus importante du profit de l'industrie gazière au détriment des importateurs. En ce sens, il semble que la libéralisation fragilise le pouvoir de négociation des importateurs européens et de ce fait constitue un risque pour la sécurité d'approvisionnement.

*courriel : nicolas.riviere@univ-montp1.fr

1 Introduction

1. Un marché en mutation depuis 1998

En effet, le vieux continent suit les pas des Etats-Unis et du Royaume-Uni sur la voie de la libéralisation de son marché gazier intérieur. La finalité de ce processus et la création d'un marché européen unique offrant un réel choix à ses consommateurs, introduisant une concurrence entre les fournisseurs de gaz les obligeants à une meilleure efficacité au profit du consommateur final et de la sécurité d'approvisionnement. Cette libéralisation s'articule autour de trois directives.

La volonté européenne pour la création d'un marché gazier libéralisé débute avec la directive gaz du 22 juin 1998 (Directive 98/30/CE). Cette dernière pose les bases des règles qui sont applicables à l'ensemble du marché sur l'espace européen. Elle définit notamment les premières règles de séparation verticale (présentation de comptes séparés pour les activités de transport et de distribution). Elle prévoit les conditions d'accès des tiers au réseau (accès négocié ou réglementé) et impose la création d'organes de régulation du réseau (les Agences de Régulation Nationales). Enfin, elle définit le degré d'ouverture à la concurrence : la définition des clients éligibles doit mener à 20% de libéralisation du marché dès les premières années de son exécution. Cette ouverture doit être élargie à deux reprises pour permettre une libéralisation de 28% du marché au bout de la cinquième année et 33% dès la dixième année.

Face aux progrès trop lents d'ouverture des marchés nationaux, le Parlement et le Conseil Européen décident d'accélérer le processus avec une seconde directive gaz (Directive 2003/55/CE). Elle a pour but de mieux définir le rôle et de renforcer le pouvoir des ARN. Elle propose aussi une homogénéisation de la définition des clients éligibles, assortie d'un calendrier permettant l'élargissement progressif à l'ensemble des consommateurs finaux. Le calendrier prévoit donc de rendre tous les consommateurs non résidentiels éligibles à partir du 1er juillet 2004 puis de l'élargir à l'ensemble des consommateurs finaux au 1er juillet 2007.

Le troisième paquet énergie est lancé en 2009 (Directive 2009/73/CE). Cette troisième directive met une fois de plus l'accent sur une réelle indépendance des gestionnaires du réseau de transport, de distribution et de stockage et ce afin d'éviter les comportements stratégiques dans les investissements et de permettre un accès non discriminatoire des tiers au réseau. La trans-

parence de l'information doit être renforcée permettant à la fois, aux ARN le contrôle de la bonne pratique sur le marché, et aux consommateurs d'avoir une plus grande lisibilité de leur consommation et de leurs tarifs. Elle insiste également sur la nécessité de mettre en place un mécanisme de coopération régional pour lutter contre les difficultés temporaires d'approvisionnement, résultat de la "guerre du gaz" opposant la Russie et l'Ukraine en Janvier 2009. Associé à des pouvoirs accrus, conférés par la précédente directive, les ARN ont à présent un droit de sanction sur les différents gestionnaires qui n'appliquent pas les règles communautaires. Ces nouvelles dispositions doivent être transposées en lois nationales avant le 3 mars 2011.

A ce stade, un premier constat peut être fait. En dépit des efforts soutenus de l'Union Européenne et bien que le marché soit en développement, le marché unique tel que le souhaite l'UE n'est pas encore constitué. Comme le signalent les rapports sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité de 2008 et de 2009, nombre de pays tardent à transposer la seconde directive en lois nationales. L'information, que ce soit pour les instances de régulation ou plus particulièrement pour le consommateur, manque cruellement de transparence. De plus, l'existence de prix régulés constitue une barrière à l'entrée ainsi qu'une entrave à l'exercice de l'éligibilité. En conséquence, malgré une ouverture théorique complète de la quasi totalité des marchés, les rapports font état d'un cloisonnement effectif des marchés nationaux et de la concentration des acteurs, aussi bien pour la fourniture du marché de gros que pour celui du détail¹. En d'autres termes, le choix des consommateurs nationaux pour leur fournisseur de gaz se limite à quelques rares acteurs, parmi lesquels, l'opérateur historique se taille la part du lion.

2. Une demande de gaz en croissance

Le gaz tient une place prépondérante dans notre dispositif énergétique, avec une consommation de 517 milliards de m³ pour l'année 2008 (UE-27), il représente près de 24% du bouquet énergétique ce qui lui confère la seconde place dans notre mix énergétique.

Depuis le milieu des années 90, la consommation européenne de gaz évolue à un rythme de croissance annuel de 3,3% (Huerre, 2007). L'ensemble des

¹Dans 12 pays de l'union, les trois plus grands fournisseurs concentrent plus de 90% du marché. Pour ce qui est du marché du détail, sur 16 pays à l'étude, 12 pays présentent un indice HHI supérieur ou à 4000.

scénarii proposés par les instances internationales (IEA, 2009a et DG TREN, 2010) et les experts des questions énergétiques s'accordent à penser que cette tendance va se poursuivre. Selon les estimations de Boussena et al (2006), la consommation européenne de gaz s'élevait à 471 milliards de m³ pour l'année 2002 et devrait approcher les 786 milliards de m³ d'ici 2030².

Cette tendance provient pour l'essentiel de l'utilisation plus soutenue du gaz dans la production électrique, l'International Energy Agency (IEA)³ estime qu'à l'horizon 2030, le gaz devrait être responsable de 33% de la production électrique contre 22% pour l'année 2000. Le recours plus systématique au gaz est motivé principalement par des considérations économiques et écologiques. L'amélioration des performances des turbines à cycle combiné de gaz, l'envolée du prix du pétrole depuis 2003 ainsi que les exigences de rentabilité court terme des investissements ont favorisé le développement des centrales à Cycle Combiné de Gaz (CCG) dans la production d'électricité. De plus, les questions relatives au changement climatique sont au coeur de la politique énergétique européenne. Après la ratification du protocole de Kyoto en 1998, l'UE a décidé de s'engager plus loin au travers de ses déclarations d'intentions dans les livres verts de 2000 et 2006, et plus récemment dans ses actions menées depuis 2008 au travers du programme Action Climat. Dans ce programme, l'UE s'est notamment lancée le défis ambitieux de réduire de 20% ses émissions de gaz à effet de serre par rapport au niveau de 1990, pour l'horizon 2020. L'utilisation du gaz dans la production électrique en remplacement du charbon et du pétrole répond à ces exigences puisque la production d'un KWh d'électricité à partir du gaz émet 410g de co², contre 710g avec le pétrole et 900g pour le charbon. Cette substitution permet de réaliser une économie de rejet de co² de 33% par rapport au pétrole et 54% par rapport au charbon.

3. Une production en déclin

L'UE (27) ne compte que cinq pays producteurs qui sont le Royaume-Uni, les Pays-Bas, le Danemark, l'Italie et l'Allemagne, pour une production

²Les anticipations faites avant la crise n'en restent pas moins valides. Le ralentissement économique mondial a bien évidemment eu un impact sur la secteur énergétique et donc sur le marché gazier. La consommation gazière s'est stabilisée sur l'année 2008 avant de chuter sur l'année 2009. Ce phénomène tient à la crise et ne change en rien les facteurs structurels qui poussent à la consommation de gaz.

³IEA, 2004, Security of Gas Supply in Open Market. LNG and power at a turning point, p300

annuelle globale de l'ordre de 200 milliards de m³. Depuis le pic de production atteint en 2001, cette dernière se réduit chaque année, cette tendance va se poursuivre étant donné le faible niveau de nos réserves disponibles. En effet, selon les estimations faites en 2008 par la British Petroleum (BP), l'Europe ne compte que 2800 milliards de m³ de réserves. Si l'on considère le ratio réserves disponibles sur production, il ne reste à l'Europe que 14 ans de production avant d'être entièrement dépendante. Les prévisions de l'IEA (2009b) donnent une production de 139 milliards de m³ à l'horizon 2020 et de 103 milliards de m³ pour 2030.

Le faussé entre production et consommation est chaque année grandissant ce qui se traduit par un niveau d'importation de plus en plus élevé.

4. Forte dépendance, faible diversification

Pour l'heure, plus la moitié du gaz que nous consommons provient d'importations (60.3% pour l'année 2007)⁴ et au rythme où évolue nos besoins en gaz, les importations représenteront plus de 80% de notre consommation d'ici 2030. Sans trop s'avancer, on peut dire que l'Europe est dépendante de l'extérieur pour son approvisionnement en gaz.

En Europe, deux modes d'importation coexistent : les importations par gazoducs et les importations de Gaz Naturel Liquéfié (GNL). Le premier moyen d'approvisionnement nécessite une connexion physique entre le producteur et le pays importateur, son développement a jusqu'à présent été assuré par des contrats bilatéraux de long terme, d'une durée de 15 à 25 ans, permettant le partage des risques entre le producteur et l'importateur. Le dernier assume le risque volume et le premier le risque prix. Les importations de GNL présentent l'avantage de rompre le lien physique producteur-consommateur matérialisé par un gazoduc, elles permettent donc une plus grande flexibilité et la diversification des sources du gaz. Malgré ses atouts considérables, le GNL ne représente encore qu'une part marginale de nos importations (10%). En conséquence, 90% de nos importations se fait par gazoducs, nos principaux fournisseurs sont la Russie, la Norvège et l'Algérie.

Notre premier partenaire, la Russie, procure près de la moitié (42,43%)(Reymond, 2007) de nos importations par le biais de son entreprise d'Etat Gazprom, en monopole d'exportation, ce qui représente un volume d'exportation à destination de l'Union Européenne pour l'année 2007 de plus de 126 milliards

⁴EC-Directorate General for Energy, 2010b, Market Observatory for Energy 2009 Report, Europe's energy position markets and supply, Publication office of the EU, p.22

de m^3 ⁽⁵⁾. La Russie est un véritable géant du gaz, elle détient dans son sous-sol les plus importantes réserves au monde (26%), loin devant l'Iran (15%) et le Qatar (9%). Ajoutons que les imposantes réserves en sa possession, à savoir 50000 milliards de m^3 , ne constituent pas les seules ressources gazières à sa disposition. En effet, elle s'appuie également sur des partenariats dans des gisements d'exploitation en Iran et est en négociation avec le Nigeria pour l'obtention de concessions. De plus, elle rachète la production des pays de la Caspienne avec pour l'année 2008, 66,1 milliards de m^3 importé du Turkménistan (42,3 Gm^3), l'Ouzbékistan (14,2 Gm^3) et le Kazakhstan (9,6 Gm^3) (Mäkinen, 2010). Cette stratégie de rachat de gaz revêt deux objectifs majeurs : elle permet à Gazprom de repousser, de quelques années, les lourds investissements nécessaires à la mise en exploitation de nouveaux gisements gaziers pour compenser l'épuisement de ses super-géants tels que Urengoy et Yamburg. En second lieu, ces importations peuvent être interprétées comme une stratégie agressive permettant d'empêcher la diversification de l'approvisionnement Européen vers les pays de la Caspienne. Après des années d'érosion de sa puissance due à l'éclatement de l'URSS, la Russie a tous les atouts pour devenir dans les années à venir le leader mondial des questions énergétiques.

Notre second partenaire, la Norvège, exporte vers l'Europe les $\frac{3}{4}$ de sa production, soit 79,5 milliards de m^3 , ce qui représente 26,7%(Reymond, 2007) de nos importations. Cependant, le volume des exportations vers l'Europe devrait diminuer dans les années à venir, puisque selon les estimations de la British Petroleum (B.P) en 2006, il ne resterait que 28,3 années de production si cette dernière se maintenait au niveau actuel de 85 milliards de m^3 par an.

Enfin, l'Algérie concourt à 19,08%(Reymond 2007) de notre approvisionnement extérieur. Des projets sont en cours de réalisation pour accroître son importance dans notre dispositif d'approvisionnement. Il s'agit notamment de la construction de deux gazoducs permettant d'augmenter la capacité d'exportation vers l'Europe. Le premier, MEDGAZ, mis en service en décembre 2009, débouche en Espagne (Almeria) et apporte une capacité d'exportation supplémentaire de 8 milliards de m^3 par an. Le second, GALSI, reliera l'Italie en 2012 et fournira 8 milliards de m^3 l'an.

Après sommation des différentes parts de marché, on s'aperçoit qu'à eux seuls, ces trois pays concentrent plus de 88% de nos importations. Etant

⁵Source : www.gazpromexport.ru/pdf/GAZPROM_EXPORT_ENG.pdf, p. 14

donné notre forte dépendance, le moyen pour réduire les risques relatifs à la maîtrise et à la sécurité d’approvisionnement consiste à rechercher la diversification de l’offre, ce qui ne semble pas être le cas de l’UE. En effet, nous sommes très largement tributaires des bonnes relations commerciales avec ces trois pays pour la bonne marche de nos importations.

L’amont du marché gazier a une structure oligopolistique dans laquelle la Russie joue un rôle de leader, ce qui a pour effet de renchérir le coût d’approvisionnement et d’augmenter les risques de comportements collusifs. Bien que de tels comportements ne soient pas prouvés, certains économistes craignent une cartellisation du marché gazier à l’instar de l’OPEP. Ces craintes sont renforcées depuis la création du Forum des Pays Exportateurs de Gaz (GECF) en 2001 (Wagbara, 2007 et Massol et al, 2010).

Dans un contexte de libéralisation du marché gazier, avec des ressources qui se font rares, une dépendance croissante vis-à-vis de producteurs extérieurs fortement concentrés, l’Europe se pose de plus en plus la question de la sécurité d’approvisionnement. La réponse traditionnelle à cette question est empruntée à la littérature de l’organisation industrielle. Dans ces modèles, Le marché gazier européen est un oligopole successif où les producteurs détiennent tout le pouvoir de négociation (Golombek, 1995 ; Boots, 2004 et Hirschhausen, 2008). Dans ces conditions la libéralisation de l’aval du marché permet de réduire le phénomène de double marge (Spengler, 1950), la conclusion logique est alors que la libéralisation est favorable au consommateur final.

A cette approche traditionnelle, nous y avons préféré une approche issue de la théorie des jeux coopératifs. Le concept de la valeur de Shapley est fréquemment utilisé dans les problèmes de négociations multilatérales. Hubert et Ikonnikova (2004) l’utilisent pour mettre en relation le pouvoir de négociation des pays de transit vers l’Europe et les investissements en gazoducs de la Russie. Partant du constat que les contrats d’approvisionnement gazier ne sont pas des contrats à prendre ou à laisser, mais des contrats sujets à de longues négociations nous choisissons la même approche. Par le biais de la valeur de Shapley, nous cherchons à rendre compte du pouvoir de négociation de chacun des acteurs de la chaîne gazière à savoir les producteurs et les importateurs.

La section suivante présente les hypothèses et la description du jeu. Dans la section trois nous caractériserons le pouvoir de négociation des importateurs européens et des producteurs avant la libéralisation du marché gazier. Nous verrons que l’augmentation du niveau de la demande d’importation

réduit le pouvoir de négociation des importateurs. Dans la quatrième section nous tenterons d'analyser l'effet de la libéralisation sur le pouvoir de négociation des importateurs. Pour ce faire, nous modélisons l'émergence de la libéralisation, en ajoutant au modèle de base un concurrent sur chaque marché national. Nous le verrons, à demande donnée, l'introduction d'entrants sur les marchés nationaux réduit le pouvoir de négociation des importateurs au profit des producteurs. Notre cinquième section nous permettra de voir l'effet sur le pouvoir de négociation de la mise en place d'un acheteur unique à l'échelle de l'UE. La création de cette organisme devrait permettre le rétablissement d'un rapport de force égalitaire entre les contractants. Enfin, nous concluons en discutant les pistes permettant la mise d'un tel organe supranational.

2 Description du jeu

Essayant de retranscrire l'état actuel du marché gazier, nous considérons un faible nombre de vendeurs (producteurs extérieurs à l'Europe), ainsi qu'un nombre fortement restreint d'acheteurs (importateurs européens) négociant pour le partage de la rente gazière. Notons S (de l'anglais seller) l'ensemble des vendeurs et B (pour buyer) l'ensemble des acheteurs, b_i correspondant à un acheteur individuel. L'ensemble des joueurs N ainsi donc considéré correspond à $N = S \cup B$. Shapley définit une fonction caractéristique noté v qui dans notre cas correspond au profit réalisé par l'industrie gazière rendue possible par l'émergence d'une relation contractuelle vendeur-acheteur issue de la négociation multilatérale. Pour qu'une coalition $M \in N$ réalise un surplus à l'échange $v(M)$, elle doit contenir au moins un vendeur (producteur) et un acheteur (fournisseur sur le marché européen). Dans le cas contraire, la chaîne gazière n'est pas complète et le profit réalisé par une telle coalition est nul.

L'utilisation de la valeur de Shapley permet de rendre compte de la distribution du profit au travers des différents membres d'une coalition et donc, d'une certaine manière, de caractériser le pouvoir de négociation de chacun. L'idée de Shapley est que le joueur i devrait obtenir un paiement à la hauteur de sa contribution marginale au sein d'une coalition et ce dans toutes les coalitions qui peuvent se former sur l'ensemble des joueurs N . Au final, le joueur i reçoit une paiement (ϕ_i) qui est la moyenne de ses contributions marginales sur toutes les coalitions auxquelles il est susceptible d'adhérer.

$$\phi_i = \sum_{i \in M} \frac{(M-1)!(N-M)!}{N!} (v(M) - v(M/i)) \quad (1)$$

2.1 Hypothèses relatives à l'amont de la chaîne gazière : les producteurs

Le jeu fait apparaître une structure amont constituée d'un oligopole de producteurs dominants et d'une frange concurrentielle.

Les livraisons de gaz de l'oligopole sont assurées par un réseau de gazoducs, il s'agit de la Russie (Gazprom), de la Norvège (Statoil Hydro) et de l'Algérie (Sonatrach). Pour simplifier le travail, on suppose ces producteurs symétriques, dotés d'une fonction de production présentant des coûts croissants, quadratiques, de type $c(q) = \frac{1}{2}cq^2$. L'utilisation d'une fonction de coût croissant quadratique peut se discuter, mais n'est pas dénuée de sens. Ce coût de production croissant peut être interprété comme le résultat d'un réseau d'exportation dont les capacités sont limitées. Une autre manière d'interpréter cette fonction de coût tout du moins pour ce qui est de la Russie est la suivante : avec l'épuisement des super-géants, la Russie doit investir dans de nouveaux puits dont les réserves sont moindres et l'extraction plus compliquée, elle doit également acheter une partie de sa production auprès de pays d'Asie Centrale, ce qui est de nature à faire croître les coûts.

En parallèle de cet oligopole, les fournisseurs de GNL forment la frange concurrentielle dont les coûts de production sont supérieurs à ceux des producteurs dominants. En effet, au coût d'extraction, le producteur de GNL doit ajouter un coût de transformation (la liquéfaction) et un transport par tankers GNL plus onéreux que le transport par gazoducs. Dès lors, les importateurs européens ne feront appel à eux qu'en dernier recours c-a-d si la demande de gaz excède les capacités productives des exportateurs traditionnels.

2.2 Hypothèses relatives à l'aval de la chaîne gazière : les importateurs

L'organisation du marché aval va être soumise à des modifications tout au long du document pour refléter l'évolution du marché qui fait suite à sa libéralisation et aux possibles décisions de politique énergétique.

On suppose une demande Q identique, inélastique avec un prix de réservation p_0 pour chacun des pays importateurs. Faire l'hypothèse d'une demande inélastique n'est pas très réaliste si l'on considère que le gaz n'a aucun usage captif, il est donc en concurrence avec toutes les autres sources d'énergie. Cependant, une telle hypothèse nous permet d'évincer le problème de la concurrence aval pour se focaliser sur les rapports de force entre les acheteurs et les vendeurs qui est au coeur de notre problématique. Par souci de simplification, on suppose la nullité des coûts de fourniture.

2.3 La fonction caractéristique de la valeur de Shapley

Dans ces conditions, le profit de l'industrie gazière s'écrit :

$$v(s, b) = |b| q_b p_0 - \frac{1}{2} |s| c q_s^2 \quad (2)$$

Avec $|b|$ et $|s|$ respectivement le nombre d'acheteurs et le nombre de vendeurs qui prennent part à la coalition. q_b et q_s désignent respectivement les quantités d'équilibre individuelles agrégées achetées et vendues. Nous restreignons notre analyse au cas où $c = 1$ et $p_0 = 1$. L'expression du profit de l'industrie gazière est alors la suivante :

$$v(s, b) = |b| q_b - \frac{1}{2} |s| q_s^2 \quad (3)$$

Avec une telle spécification, quelle que soit la demande Q sur le marché final, le producteur rationnel n'aura jamais intérêt à produire une quantité supérieure à l'unité.

3 Pouvoir de négociation des importateurs avant les réformes

Avant les réformes successives, le marché gazier européen était caractérisé par un cloisonnement national total dans lequel un importateur unique avait à sa charge la fourniture de la demande nationale. L'Union Européenne était constituée de 15 pays, cependant, nous considérons quatre marchés représentatifs choisis car ils combinent une consommation élevée à une faible production, ce qui en fait des grands importateurs. Ces quatre pays sont les

suivants : l'Allemagne (Ruhrgaz), l'Italie (Eni) , la France (Gdf) et l'Espagne (Gas Natural).

A partir des spécifications que nous avons donné à la fonction de profit de l'industrie, nous pouvons définir deux sous cas pour la valeur de $v(s, b)$. La demande est entièrement satisfaite par les producteurs dominants à l'optimum c-a-d $s \geq bQ$ et le cas où la demande ne peut être satisfaite se traduit par l'inégalité suivante, $s < bQ$.

Le tableau ci-dessous nous donne les quantités produites et achetées par pays, la valeur de la fonction caractéristique (profit de l'industrie gazière) $v(s, b)$ selon le niveau de la demande.

	q_s	q_b	$v(s, b)$
$Q \leq \frac{s}{b}$	$\frac{bQ}{s}$	Q	$bQ \left(1 - \frac{1}{2} \frac{bQ}{s}\right)$
$Q > \frac{s}{b}$	1	$\frac{s}{b}$	$\frac{1}{2}s$

Notre jeu est constitué de trois producteurs (Russie, Norvège, Algérie) ($S \leq 3$) et de quatre importateurs (Allemagne, France, Italie, Espagne) ($B \leq 4$). Les expressions de la valeur de shapley du distributeur i et du producteur j sont respectivement les suivantes :

$$\phi b_i = \sum_S \sum_{i \in B} \frac{(|b| + |s| - 1)! (N - (|b| + |s|))!}{N!} (v(s, b) - v(s, b/i)) \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \phi b_i = & \frac{1}{7}v(3, 4) - \frac{1}{14}v(3, 3) - \frac{3}{70}v(3, 2) - \frac{3}{140}v(3, 1) \\ & + \frac{1}{14}v(2, 4) + \frac{1}{70}v(2, 3) - \frac{3}{140}v(2, 2) - \frac{1}{28}v(2, 1) \\ & + \frac{3}{105}v(1, 4) + \frac{1}{28}v(1, 3) + \frac{3}{140}v(1, 2) - \frac{1}{70}v(1, 1) \end{aligned} \quad (4')$$

$$\phi s_j = \sum_B \sum_{j \in S} \frac{(|b| + |s| - 1)! (N - (|b| + |s|))!}{N!} (v(s, b) - v(s/j, b)) \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \phi s_j = & + \frac{1}{35}v(3, 1) + \frac{1}{21}v(2, 1) + \frac{2}{35}v(3, 2) + \frac{2}{21}v(3, 3) \\ & + \frac{1}{35}v(2, 2) + \frac{2}{105}v(1, 1) + \frac{1}{7}v(3, 4) - \frac{2}{105}v(2, 3) \\ & - \frac{2}{21}v(2, 4) - \frac{1}{35}v(1, 2) - \frac{1}{21}v(1, 3) - \frac{4}{105}v(1, 4) \end{aligned} \quad (5')$$

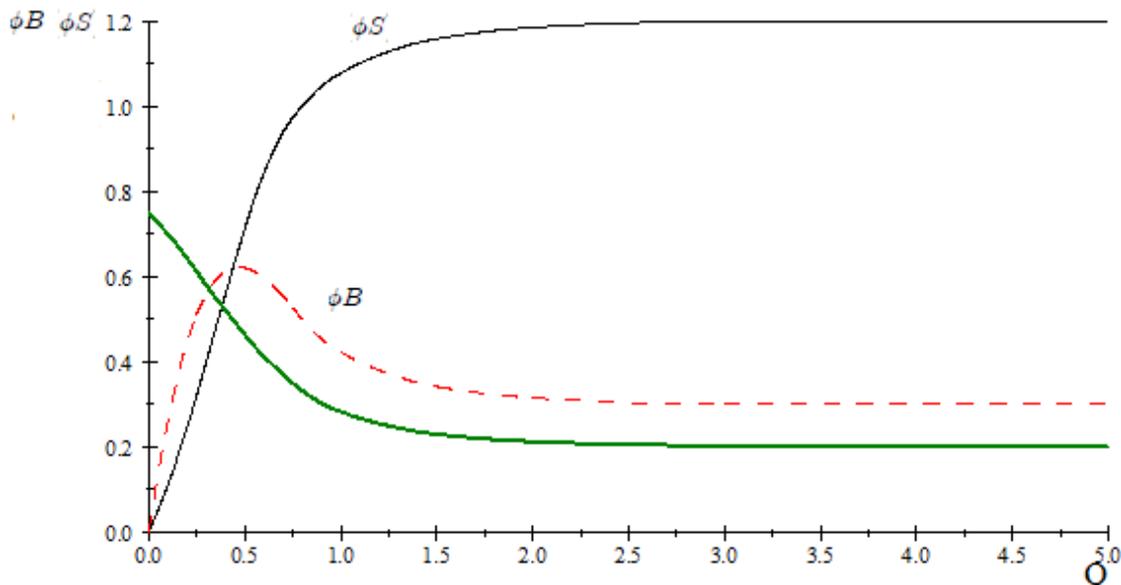
L'agrégation de ces valeurs individuelles va nous permettre de déterminer le profit qui revient à chaque type d'acteurs, à savoir le surplus collectif qui revient aux importateurs (ϕB) et celui des producteurs (ϕS).

$$\begin{aligned}
4\phi b_i = \phi B &= -\frac{3}{35}v(3,1) - \frac{1}{7}v(2,1) - \frac{6}{35}v(3,2) - \frac{2}{7}v(3,3) \\
&\quad - \frac{3}{35}v(2,2) - \frac{2}{35}v(1,1) + \frac{4}{7}v(3,4) + \frac{2}{35}v(2,3) \\
&\quad + \frac{2}{7}v(2,4) + \frac{3}{35}v(1,2) + \frac{1}{7}v(1,3) + \frac{4}{35}v(1,4)
\end{aligned} \tag{6}$$

$$\begin{aligned}
3\phi s_j = \phi S &= +\frac{3}{35}v(3,1) + \frac{1}{7}v(2,1) + \frac{6}{35}v(3,2) + \frac{2}{7}v(3,3) \\
&\quad + \frac{3}{35}v(2,2) + \frac{2}{35}v(1,1) + \frac{3}{7}v(3,4) - \frac{2}{35}v(2,3) \\
&\quad - \frac{2}{7}v(2,4) - \frac{3}{35}v(1,2) - \frac{1}{7}v(1,3) - \frac{4}{35}v(1,4)
\end{aligned} \tag{7}$$

A partir des fonctions agrégées de la valeur de Shapley, nous pouvons déterminer l'évolution des profits de l'amont et de l'aval de la chaîne gazière en fonction du niveau de la demande finale (graphique 1).

Evolution du profit de l'amont (ϕ_S), de l'aval (ϕ_B) de la chaîne gazière et le pouvoir de négociation des fournisseurs en fonction de la taille du marché



La fonction de profit de l'aval de l'industrie (en trait discontinu) est en forme de cloche, nous pouvons l'interpréter de la manière suivante. Tant que la demande est faible sur le marché européen l'augmentation de la taille du marché entraîne une augmentation du profit des importateurs et ce jusqu'à atteindre une taille de marché de "seuil". A partir de ce "seuil", les besoins et la dépendance des fournisseurs (importateurs) européens sont tels que le secteur de la production est en position de force vis-à-vis de la fourniture et va pouvoir s'approprier une partie de la rente originellement détenue par la fourniture de gaz. Dès lors, toute augmentation de la demande finale entraîne une baisse du profit de l'aval du marché et ce jusqu'à atteindre les limites des capacités productives.

La courbe en trait gras correspond à la part du profit que l'aval s'approprie dans le profit total $\left(\frac{\phi_B}{\sum \phi}\right)$ et nous l'interprétons comme étant la représentation du pouvoir de négociation des importateurs de gaz face aux producteurs étrangers. Cette courbe résume assez bien ce que nous venons de dire précédemment. En effet, pour un faible niveau de la demande, le pouvoir de

négociation est en faveur de l'aval du marché, s'accaparant plus de 50% de la rente de l'industrie. A mesure que la demande augmente, c'est à dire que le niveau de dépendance des pays importateurs croît, le pouvoir de négociation de la fourniture se réduit et l'avantage s'inverse au profit des producteurs pour atteindre un seuil limite où l'aval ne récupère que 20% de la rente totale.

Au travers de cette simulation, nous confirmons un résultat intuitif qui est que dans un contexte de forte dépendance, l'augmentation de la demande pénalise les importateurs européens et peut ainsi constituer un risque pour la sécurité de notre approvisionnement gazier.

Dans la suite de notre exposé, nous tenterons de voir l'effet de la libéralisation sur notre sécurité énergétique.

4 Pouvoir de négociation des importateurs après les réformes

Les directives successives mises en place par la Commission Européenne visent la libéralisation du marché gazier européen. Ce processus cherche l'entrée de nouvelles firmes de manière à les mettre en concurrence avec l'opérateur historique⁶ (OH). De cette concurrence nouvelle, doit naître des gains d'efficacité qui devraient favoriser le consommateur final. La littérature de l'organisation industrielle démontre très largement que dans le cadre d'un oligopole successif où tout le pouvoir de négociation est entre les mains des firmes amonts, le renforcement de la concurrence sur l'aval du marché réduit le phénomène de double marge (Spengler, 1950), ce qui se traduit par la baisse du prix pour le consommateur final.

La question est ici quelque peu différente, nous cherchons à savoir comment la libéralisation affecte le partage du surplus entre les producteurs (exportateurs) et les fournisseurs sur le marché final (importateurs). Ce problème de rapport de force renvoie à la maîtrise de nos coûts d'approvisionnement gazier et donc plus largement à notre sécurité énergétique.

En effet, comme le précise J. Percebois (2008) "*une grande partie de l'amont de la chaîne gazière échappe à l'influence de Bruxelles et l'ouverture à la concurrence ne doit pas fragiliser les importateurs face aux exportateurs nationaux*".

Cette section va tenter définir si la concurrence fragilise la position des

⁶Si nous prenons l'exemple de la France, l'opérateur historique est GDF.

importateurs européens face aux producteurs étrangers. La multiplication des importateurs se traduit mécaniquement par une réduction des quantités individuelles négociées auprès des exportateurs et offre à ces derniers un plus grand nombre d'opérateurs substitués. En conséquence, le coût d'opportunité que supporte le producteur suite à l'échec de la négociation avec l'acheteur i (b_i) se réduit. Il s'ensuit une détérioration du pouvoir de négociation de l'acheteur au profit de celui du producteur.

Nous montrerons au travers d'un modèle stylisé à l'identique du précédent que la libéralisation détériore le pouvoir de négociation des importateurs.

Les hypothèses relatives à la structure amont restent les mêmes, la libéralisation n'ayant pas apporté de nouveaux producteurs.

Pour ce qui est du marché aval, bien que l'échelle de l'Union Européenne ne soit plus la même suite aux vagues successives d'élargissement, nous choisissons délibérément de conserver les quatre précédents marchés. Ce choix permet, bien évidemment, de simplifier les calculs, mais peut également se justifier théoriquement. En effet, ces seuls pays représentent près de 73% de la demande d'importation de l'UE pour l'année 2004. De plus, les nouveaux entrants ont pour l'essentiel deux caractéristiques communes pour ce qui concerne le gaz, à savoir une taille de marché faible et une forte dépendance. Ces deux éléments n'apportent pas un éventuel contre pouvoir que pourrait faire valoir les importateurs et de ce fait nous n'en tiendrons pas compte dans la suite de notre analyse.

Nous gardons l'hypothèse d'un cloisonnement des marchés nationaux. Nous devons reconnaître que cette hypothèse est bien pratique, car c'est elle qui impose la réduction des demandes individuelles pour chacun des importateurs. Cependant, en l'état actuel du développement du marché intérieur, on peut supposer qu'elle tient encore. En effet, bien que des progrès ont été réalisés, les échanges transfrontaliers restent encore insuffisants comme le signale la Commission dans son rapport annuel concernant l'état d'avancement du marché intérieur du gaz et de l'électricité⁷. Par la suite, avec le développement du marché intérieur, il faudra supprimer cette hypothèse restrictive qui n'est pas compatible avec un marché libéralisé.

Enfin, nous introduisons une certaine forme de concurrence en ajoutant, au modèle de base, un entrant sur chaque marché national. Nous supposons nos deux fournisseurs (l'opérateur historique et l'entrant) identiques

⁷EC, 2009b, Rapport de l'état d'avancement de la création du marché du gaz et de l'électricité, COM(2009) 115, SEC(2009), Bruxelles, p.16-17

sur chaque marché national. Ils se partagent la même demande inélastique Q de sorte que chacun d'eux fait face à une demande égale à $\frac{1}{2}Q$.

Le profit de l'industrie s'écrit de la même manière :

$$v(s, b) = |b| q_b - \frac{1}{2} |s| q_s^2$$

Tout comme précédemment, nous pouvons envisager deux cas de figure. Soit la demande est entièrement satisfaite par l'oligopole ce qui répond à $s \geq b\frac{Q}{2}$, soit ils ne peuvent pas servir l'intégralité du marché auquel cas, $s < b\frac{Q}{2}$ et les importateurs devront avoir recours aux importations de GNL.

Le tableau suivant récapitule ce que nous venons d'énoncer et présente la forme de la fonction caractéristique en fonction du niveau de la demande finale :

	q_s	q_b	$v(s, b)$
$Q \leq \frac{2s}{b}$	$\frac{bQ}{s2}$	$\frac{Q}{2}$	$\frac{bQ}{2} \left(1 - \frac{1}{4} \frac{bQ}{s}\right)$
$Q > \frac{2s}{b}$	1	$\frac{s}{b}$	$\frac{1}{2}s$

Le jeu est toujours constitué de trois producteurs ($S \leq 3$), mais cette fois-ci, nous comptons huit importateurs ($B \leq 8$). Les valeurs individuelles et agrégées de la formule de Shapley sont les suivantes :

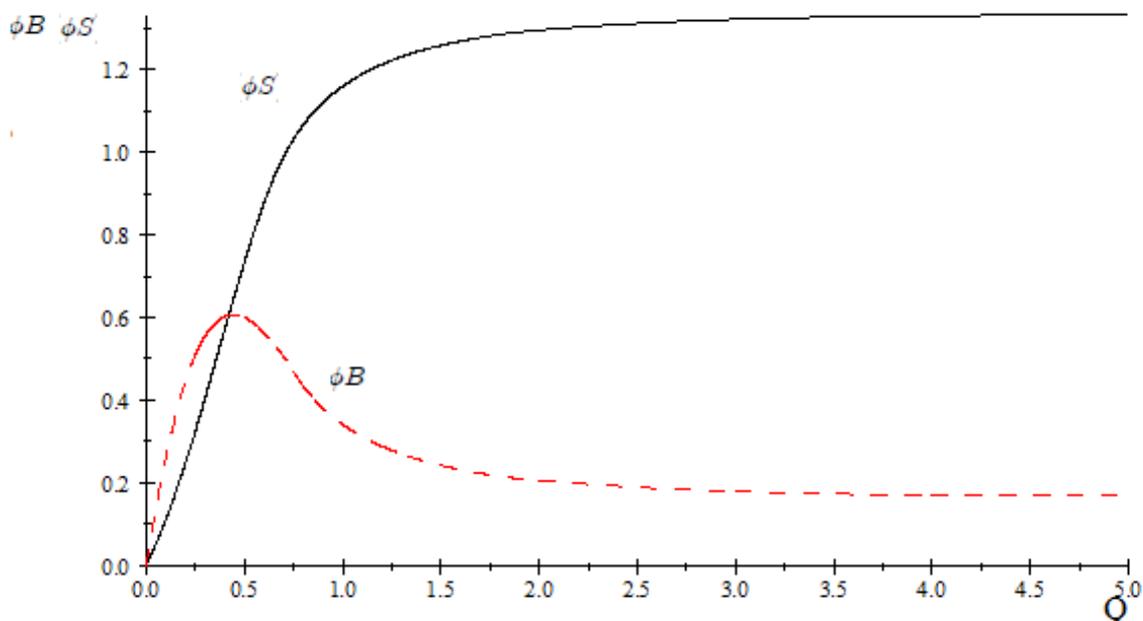
$$\begin{aligned}
\phi b_i = & +\frac{1}{11}v(3, 8) - \frac{3}{110}v(3, 7) - \frac{7}{330}v(3, 6) - \frac{7}{440}v(3, 5) - \frac{1}{88}v(3, 4) - \frac{1}{132}v(3, 3) \\
& - \frac{1}{220}v(3, 2) - \frac{1}{440}v(3, 1) + \frac{3}{110}v(2, 8) + \frac{1}{66}v(2, 7) + \frac{7}{1320}v(2, 6) - \frac{1}{440}v(2, 5) \\
& - \frac{1}{132}v(2, 4) - \frac{7}{660}v(2, 3) - \frac{1}{88}v(2, 2) - \frac{13}{1320}v(2, 1) + \frac{1}{165}v(1, 8) + \frac{13}{1320}v(1, 7) \\
& + \frac{1}{88}v(1, 6) + \frac{7}{660}v(1, 5) + \frac{1}{132}v(1, 4) + \frac{1}{440}v(1, 3) - \frac{7}{1320}v(1, 2) - \frac{1}{66}v(1, 1)
\end{aligned} \tag{8}$$

$$\begin{aligned}
8\phi b_i = \phi B = & -\frac{1}{55}v(3,1) - \frac{13}{165}v(2,1) - \frac{2}{55}v(3,2) - \frac{2}{33}v(3,3) - \frac{1}{11}v(2,2) - \frac{4}{33}v(1,1) \\
& - \frac{1}{11}v(3,4) - \frac{14}{165}v(2,3) - \frac{7}{55}v(3,5) - \frac{28}{165}v(3,6) - \frac{2}{33}v(2,4) - \frac{7}{165}v(1,2) \\
& - \frac{12}{55}v(3,7) - \frac{1}{55}v(2,5) + \frac{8}{11}v(3,8) + \frac{7}{165}v(2,6) + \frac{1}{55}v(1,3) + \frac{4}{33}v(2,7) + \frac{12}{55}v(2,8) \\
& + \frac{2}{33}v(1,4) + \frac{14}{165}v(1,5) + \frac{1}{11}v(1,6) + \frac{13}{165}v(1,7) + \frac{8}{165}v(1,8) \quad (9)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\phi s_j = & \frac{1}{11}v(3,8) - \frac{4}{55}v(2,8) - \frac{8}{495}v(1,8) + \frac{4}{55}v(3,7) - \frac{4}{99}v(2,7) - \frac{13}{495}v(1,7) \\
& + \frac{28}{495}v(3,6) - \frac{7}{495}v(2,6) - \frac{1}{33}v(1,6) + \frac{7}{165}v(3,5) + \frac{1}{165}v(2,5) - \frac{14}{495}v(1,5) \\
& + \frac{1}{33}v(3,4) + \frac{2}{99}v(2,4) - \frac{2}{99}v(1,4) + \frac{2}{99}v(3,3) + \frac{14}{495}v(2,3) - \frac{1}{165}v(1,3) \\
& + \frac{2}{165}v(3,2) + \frac{1}{33}v(2,2) + \frac{7}{495}v(1,2) + \frac{1}{165}v(3,1) + \frac{13}{495}v(2,1) + \frac{4}{99}v(1,1) \quad (10)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
3\phi s_j = \phi S = & +\frac{1}{55}v(3,1) + \frac{13}{165}v(2,1) + \frac{2}{55}v(3,2) + \frac{2}{33}v(3,3) + \frac{1}{11}v(2,2) + \frac{4}{33}v(1,1) \\
& + \frac{1}{11}v(3,4) + \frac{14}{165}v(2,3) + \frac{7}{55}v(3,5) + \frac{28}{165}v(3,6) + \frac{2}{33}v(2,4) + \frac{7}{165}v(1,2) \\
& + \frac{12}{55}v(3,7) + \frac{1}{55}v(2,5) + \frac{3}{11}v(3,8) - \frac{7}{165}v(2,6) - \frac{1}{55}v(1,3) - \frac{4}{33}v(2,7) \\
& - \frac{12}{55}v(2,8) - \frac{2}{33}v(1,4) - \frac{14}{165}v(1,5) - \frac{1}{11}v(1,6) - \frac{13}{165}v(1,7) - \frac{8}{165}v(1,8) \quad (11)
\end{aligned}$$

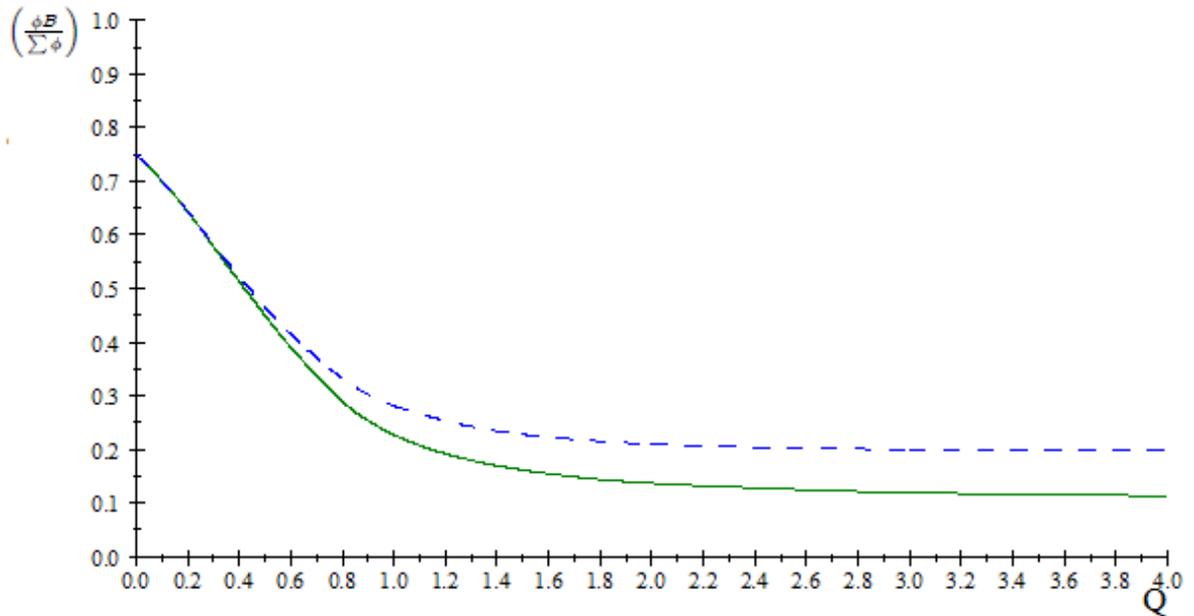
Evolution du profit de l'amont (ϕS), de l'aval (ϕB) de la chaîne gazière en fonction de la taille du marché



Le Graphique ci-dessus nous permet de constater qu'avec l'introduction d'un nouvel opérateur sur chaque marché final, le profit de la production atteint un niveau supérieur à celui qu'il était avec un monopole national sur l'aval de chaque marché. L'augmentation du profit des producteurs se fait au détriment des opérateurs sur le marché final. En effet, nous pouvons remarquer que les profits agrégés maximum et minimum des importateurs sont plus faibles qu'avant l'introduction de la concurrence, ce qui traduit une perte de pouvoir de négociation des fournisseurs (importateurs).

Le graphique ci-dessous va nous permettre de prendre la mesure de cette perte de pouvoir de négociation.

Pouvoir de négociation avant et après la libéralisation



Le trait plein correspond au présent état du pouvoir de négociation et le trait discontinu représente ce qu'était le pouvoir de négociation avant l'introduction de la concurrence. Nous voyons très clairement que la libéralisation conduit à une baisse du pouvoir de négociation des firmes importatrices au profit des producteurs extérieurs à l'Europe. Ce différentiel est faible (voire nul) pour les faibles (très faibles) valeurs de la demande finale et croît avec son augmentation. Autrement dit, la perte de pouvoir de négociation due à l'introduction de la concurrence sur le marché final est d'autant plus importante que le niveau de dépendance est fort.

Les gains de productivité, issues d'une concurrence entre importateurs sur le marché aval, seront confisqués par les producteurs. Au final, le consommateur pourrait ne pas profiter des avantages de la libéralisation et le fournisseur perdra un peu plus la maîtrise de ses coûts d'approvisionnement.

Dans les conditions particulières de notre modèle, il apparaît que la libéralisation nuit à la sécurité d'approvisionnement en fragilisant les importateurs dans le rapport de force qui les oppose aux producteurs.

Plusieurs pistes peuvent être étudiées pour remédier à cette perte de pouvoir de négociation. Nous pouvons les classer selon deux axes.

Un premier axe qui consisterait à introduire une plus grande concurrence entre les pays producteurs.

D'une part, il s'agit de développer la filière GNL sur l'espace européen encore insuffisamment exploitée. A cette occasion, nous pouvons rappeler que l'approvisionnement en GNL ne représente que 10% de nos importations de gaz. La construction de centrales de regazéification et l'utilisation plus soutenue du GNL sur l'espace européen permettrait à l'Europe de flexibiliser son approvisionnement. L'adoption du GNL lui permet de se dégager du lien physique reliant le producteur à l'importateur (matérialisé par un gazoduc) au profit d'une plus grande concurrence internationale.

D'autre part, l'Europe envisage, depuis plusieurs années maintenant, la création d'un quatrième corridor gaz permettant l'approvisionnement depuis la Caspienne et le Moyen Orient. Il s'agit de la création du gazoduc Nabucco. Si ce dernier voit le jour, il devrait apporter avec lui la concurrence des pays producteurs autour de la Caspienne. Cependant, malgré un soutien réaffirmé par la Commission suite à la crise gazière de Janvier 2009, un grand nombre d'obstacles sont susceptibles de mettre en péril la réalisation de ce projet. Pour plus de détails sur les difficultés du projet Nabucco, le lecteur peut se référer aux articles qui suivent (Locatelli (2008, 2010)), (IEA 2008).

Le second axe consisterait à se doter d'une véritable politique énergétique d'envergure Européenne. Une des mesures prise par une telle politique pourrait être la mise en place d'une politique commune d'achat et avec à terme la création, à l'échelle européenne, d'une centrale d'achat⁸ responsable de négocier avec les grands producteurs. Bien que cette idée soit en l'état difficile à envisager tant les Etats sont sensibles à ce qui touche leur souveraineté nationale. Cependant, dans le livre vert 2006 on trouve l'idée que par son action collective, l'UE peut constituer un contre pouvoir aux grands producteurs. "*Avec 450 millions de consommateurs, elle représente le deuxième marché de l'énergie au monde. Son action collective lui confère le poids suffisant pour protéger et faire valoir ses intérêts.*"⁹. "*Les défis énergétiques qui se posent à l'Europe exigent une politique extérieure cohérente qui lui donne les moyens de jouer un rôle international plus efficace...*"¹⁰. Plus récemment, dans ses

⁸Le terme centrale d'achat n'a pas le sens de l'on retrouve en grande distribution, mais doit être entendu comme acheteur unique.

⁹Livre vert 2006, "Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable", p.4

¹⁰Livre vert 2006, "Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable", p.16

déclarations faites lors d'un discours en Mai 2009, Le Président français M. Sarkozy a annoncé qu'il proposera et soutiendra un projet de création de centrale d'achat.

La section qui suit s'attache à présenter l'effet d'une centrale d'achat sur le pouvoir de négociation des importateurs.

5 Création d'une centrale d'achat à l'échelle européenne

Dans ce nouveau modèle, nous trouvons en amont de la chaîne gazière nos trois exportateurs. L'aval est à présent constitué d'une entité responsable des importations sur l'espace de l'Union Européenne. La taille du nouveau marché dont elle a la charge est de $4Q$.

La demande sera entièrement satisfaite par les exportateurs traditionnels, si nous avons $s \geq 4Q$, dans le cas contraire la centrale devra compléter ses besoins en faisant appel aux producteurs de GNL. Dans ces conditions, la fonction de profit de l'industrie s'écrit :

$$v(s, CA) = q_{CA} - \frac{1}{2} |s| q_s^2 \quad (12)$$

Où q_{CA} représente la demande agrégée de la centrale. Il faut également noter que le nombre d'acheteurs potentiels est à présent égal à 1.

La fonction caractéristique va prendre les valeurs suivantes :

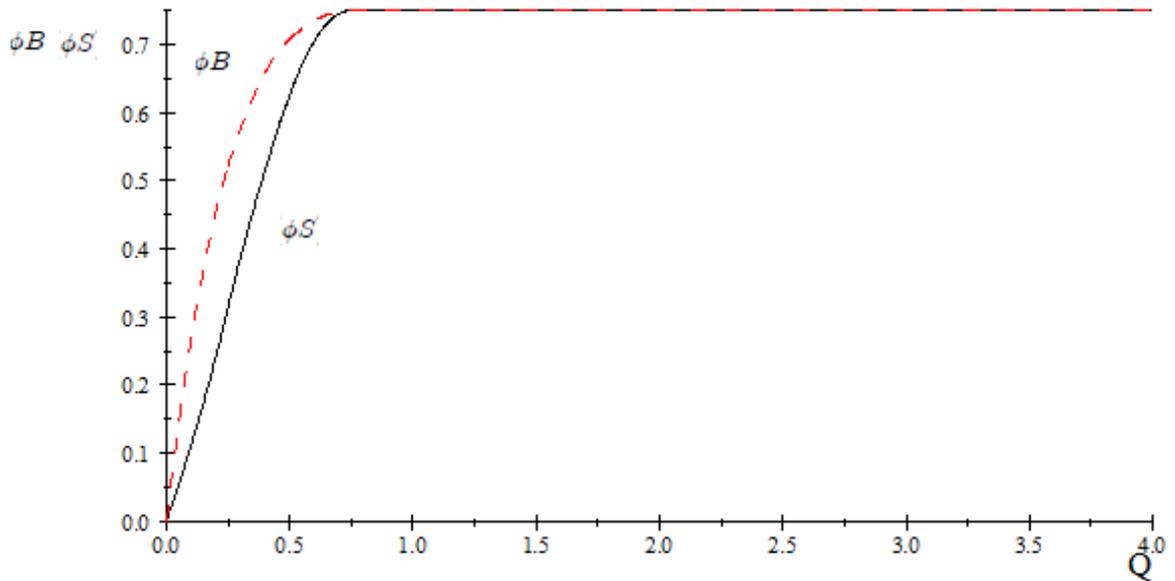
	q_s	q_{CA}	$v(s, 1)$
$Q \leq \frac{s}{4}$	$\frac{4Q}{s}$	$4Q$	$4Q \left(1 - \frac{2Q}{s}\right)$
$Q > \frac{s}{4}$	1	s	$\frac{s}{2}$

Les expressions de la valeur de Shapley de la centrale d'achat (ϕ_{CA}) et de la production (ϕ_S) s'écrivent à présent :

$$\phi_{CA} = \frac{1}{4}v(3, 1) + \frac{1}{4}v(2, 1) + \frac{1}{4}v(1, 1) \quad (13)$$

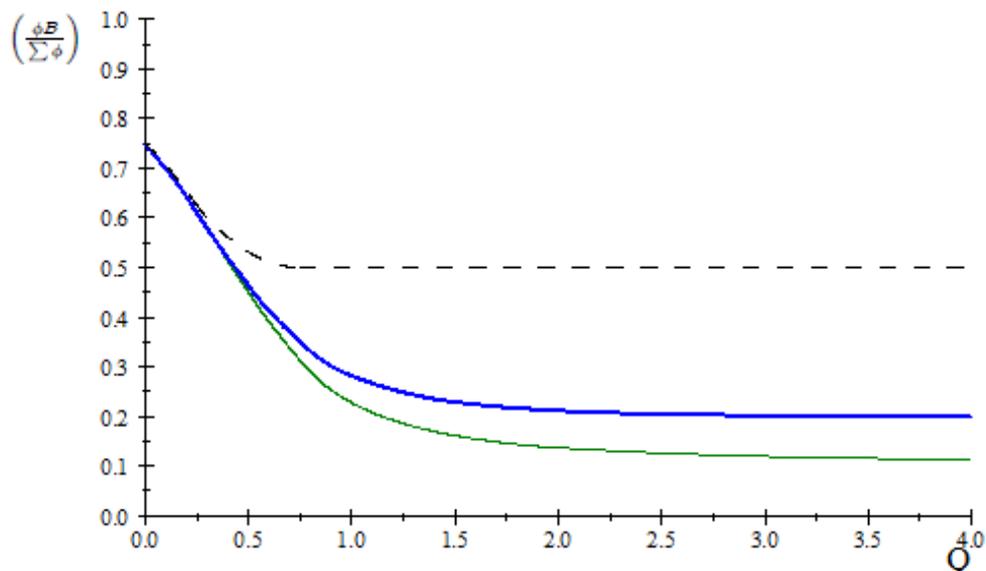
$$\begin{aligned}\phi S_i &= \frac{1}{4}v(3,1) - \frac{1}{12}v(2,1) - \frac{1}{12}v(1,1) \\ 3\phi S_i &= \phi S = \frac{3}{4}v(3,1) - \frac{1}{4}v(2,1) - \frac{1}{4}v(1,1)\end{aligned}\quad (14)$$

Evolution du profit de la production (ϕS) et de la centrale d'achat (ϕCA) en fonction de la taille du marché



Nous pouvons remarquer que la mise en place d'une centrale d'achat va permettre (i) aux importateurs européens d'obtenir un partage du profit plus égalitaire et (ii) d'empêcher la baisse de ce niveau de profit avec l'augmentation de la taille du marché. L'existence d'un acheteur unique va permettre aux fournisseurs européens de passer d'une situation de dépendance vis-à-vis des producteurs à une situation d'interdépendance ce qui va se traduire par une amélioration du pouvoir de négociation des fournisseurs.

Evolutions du pouvoir de négociation de l'aval selon son architecture et la taille du marché



On voit sur le graphique ci-dessus que la structure du marché aval influence très fortement le pouvoir de négociation face aux exportateurs.

Par rapport à la situation initiale caractérisée par un monopole d'achat sur chaque marché national (en gras sur le graphique) l'introduction de la concurrence (trait fin), même faible, a un effet négatif sur le pouvoir de négociation des importateurs. Ce phénomène s'explique par le fait qu'en augmentant le nombre d'opérateurs sur l'aval du marché, on fragmente la demande et on réduit mécaniquement les quantités achetées par chaque opérateur. Ce faisant, les producteurs se trouvent à la table des négociations avec un nombre de contractants potentiels plus élevé dont le poids individuel est plus faible. Le coût d'opportunité du producteur, lié à l'échec d'une négociation, se réduit d'autant plus que le nombre de participants autour de la table augmente. La concurrence entraîne alors une dilution du pouvoir de négociation des importateurs européens.

En revanche, une politique de l'acheteur unique retire tous les acteurs de la négociation au profit d'un seul au pouvoir de négociation renforcé (trait discontinu). Le producteur ne peut plus compter sur un opérateur substitut si la négociation échoue et va devoir concéder une part plus importante du

profit total à cet acheteur unique. Au final, malgré la croissance de la demande finale, ce nouvel importateur retire 50% de la rente gazière, ce qui est le signe d'une négociation à armes égales.

6 Conclusion

Ce modèle nous a permis de voir que la libéralisation, dont l'UE attend les plus grands biens, peut se révéler néfaste pour la sécurité d'approvisionnement. En effet, dans un contexte de forte dépendance auprès de producteurs étrangers très concentrés, la multiplication des acteurs sur l'aval de la chaîne conduit à un affaiblissement du pouvoir de négociation par rapport aux producteurs.

Loin de nous l'idée de renoncer à la libéralisation du marché, nous pensons juste que pour être pleinement efficace, elle doit s'accompagner d'une logique d'approvisionnement communautaire.

Nous l'avons vu, une politique de l'acheteur unique permettrait de renforcer le positionnement de force des importateurs. La centrale d'achat permettrait à l'Europe de lutter à armes égales avec les grands pays producteurs (Russie, Norvège, Algérie).

Cependant, le chemin à parcourir reste encore long avant qu'une telle initiative puisse être réalisable. À défaut de créer une véritable structure pour l'approvisionnement extérieur, l'UE pourrait créer un régime d'exemption pour le secteur gazier. Ce dernier permettrait aux importateurs de constituer des consortiums pour négocier avec les producteurs sans craindre d'être épinglé par le conseil de la concurrence.

References

- [1] Boots M. G., F. A. M. Rijkers and B. F. Hoobs, 2004, "Trading in the downstream European gas market: a successive oligopoly approach", *The Energy Journal*, vol. 25(3)
- [2] Boussena S., J.-P. Pauwels, C. Locatelli et C. Swartenbroekx, 2006. *Le défi pétrolier. Questions actuelles du pétrole et du gaz*, ed. Vuibert: Paris
- [3] Centre D'analyse économique 2010, Rapport sous la direction de Mr Stoffaës, la sécurité gazière de l'europe : De la dépendance à l'interdépendance
- [4] EC, 1998a, Directive 1998/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998, concerning common rules for the internal market in natural gas, Brussels
- [5] EC, 2003a, Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003, concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 1998/30/EC, Brussels
- [6] EC, 2006a, Le Livre vert, Une stratégie pour une énergie sûre, compétitive et durable, COM(2006)105, SEC(2006)317, Bruxelles
- [7] EC, 2009a, Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009, concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC, Brussels
- [8] EC, 2009b, Rapport de l'état d'avancement de la création du marché du gaz et de l'électricité, COM(2009)115, SEC(2009), Bruxelles
- [9] EC, 2010a, Rapport de l'état d'avancement de la création du marché du gaz et de l'électricité, COM(2010)84, SEC(2010)251, Bruxelles
- [10] EC-Directorate General for Energy, 2010a, European energy trends to 2030, Publication office of the EU
- [11] EC-Directorate General for Energy, 2010b, Market Observatory for Energy 2009 Report, Europe's energy position markets and supply, Publication office of the EU

- [12] EC, 2010c, Report on the implementation of the European Energy Programme for Recovery, COM(2010)191 final, Brussels
- [13] www.gazpromexport.ru/pdf/GAZPROM_EXPORT_ENG.pdf,p 14
- [14] Golombek et al, 1995, "Effect of liberalizing the natural gas markets in western Europe", *The Energy Journal*, vol.16(1)
- [15] Holz F., von Hirschhausen C. and Kemfert C., 2008, "A strategic model of European gas supply (GASMOD)", *Energy Economics*, vol.30
- [16] Hubert, F. and S. Ikonnikova, 2004, "Hold-up. Multilateral Bargaining, and Strategic Investment: The Eurasian Supply Chain for Natural Gas". Discussion paper Humboldt University Berlin
- [17] Huerre T., 2007, thèse sous la direction de J.H. Lorenzi, "Prix de marché et contrats de long terme: l'exemple du gaz"
- [18] IEA, 2004, Security of Gas Supply in Open Market. LNG and power at a turning point, IEA/OECD 2004
- [19] IEA, 2008, Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, IEA Working Paper Series, IEA/OECD 2008
- [20] IEA 2009a, Natural gas market review, IEA/OECD 2009
- [21] IEA 2009b, world energy outlook 2009, OECD/IEA
- [22] Locatelli C., 2008, "Russian Caspian hydrocarbons : Energy supply stakes for European Union", cahier de recherche du LEPII n°13 bis
- [23] Mäkinen H., 2010, "The future of natural gas as the European Union's energy source – risks and possibilities", Pan European Institute Electronic Publications 9/2010
- [24] Massol O., Tchong-Ming S., 2010, "Cooperation among liquefied natural gas suppliers: Is rationalization the sole objective?", *Energy Economics*, 32, 933–947
- [25] Locatelli C., 2010, "Europe's gas supplies : and diversification with caspian gas and « russian risk »", cahier de recherche du LEPII n°29

- [26] Percebois J., 2008, "The supply of natural gas market in the European Union—Strategic issues", *OPEC Energy Review*, vol.32(1), p33-53
- [27] Reymond M., 2007, "European key issues concerning natural gas: Dependence and vulnerability", *Energy Policy*, vol.35, p4169-4176
- [28] Wagbara O. N., 2007, "How would the gas exporting countries forum influence gas trade?", *Energy policy* vol.35
- [29] Zaccour G., 1988, "Valeur de Shapley et partage équitable des ressources", *L'Actualité économique*, vol. 64(1), p96-121

LISTE DES CAHIERS DE RECHERCHE CREDEN*

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

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

03.11.43	<i>Cross Hedging and Liquidity: A Note</i> Benoît SEVI
04.01.44	<i>The Competitive Firm under both Input and Output Price Uncertainties with Futures Markets and Basis risk</i> Benoît SEVI
04.05.45	<i>Competition in health care markets and vertical restraints</i> Edmond BARANES et David BARDEY
04.06.46	<i>La Mise en Place d'un Marché de Permis d'Emission dans des Situations de Concurrence Imparfaites</i> Olivier ROUSSE
04.07.47	<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
04.07.48	<i>Stockage de gaz et modulation : une analyse stratégique</i> , Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
04.08.49	<i>Horizontal Mergers In Internet</i> Edmond BARANES et Thomas CORTADE
04.10.50	<i>La promotion des énergies renouvelables : Prix garantis ou marché de certificats verts ?</i> Jacques PERCEBOIS
04.10.51	<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
04.11.52	<i>Consequences of electricity restructuring on the environment: A survey</i> Benoît SEVI
04.12.53	<i>On the Exact Minimum Variance Hedge of an Uncertain Quantity with Flexibility</i> Benoît SEVI
05.01.54	<i>Les biocarburants face aux objectifs et aux contraintes des politiques énergétiques et agricoles</i> Alain MATHIEU
05.01.55	<i>Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel : le marché européen</i> Vincent GIRAULT
05.04.56	<i>L'approvisionnement gazier sur un marché oligopolistique : une analyse par la théorie économique</i> Vincent GIRAULT
05.04.57	<i>Les péages urbains pour une meilleure organisation des déplacements</i> François MIRABEL
05.04.58	<i>Les biocombustibles en France : des produits fatals aux cultures dédiées</i> Alain MATHIEU
05.07.59	<i>Dérégulation et R&D dans le secteur énergétique européen</i> Olivier GROSSE, Benoît SEVI
05.09.60	<i>Strategies of an incumbent constrained to supply entrants: the case of European gas release program</i> Cédric CLASTRES et Laurent DAVID
06.01.61	<i>Hydroélectricité : des mini-centrales aux barrages pharaoniques</i> Alain MATHIEU
06.02.62	<i>L'internalisation de la congestion urbaine avec les instruments tarifaires : Acceptabilité et Décision</i> Mathias REYMOND
06.02.63	<i>Banking behavior under uncertainty: Evidence from the US Sulfur Dioxide Emissions Allowance Trading Program</i> Olivier ROUSSE et Benoît SEVI
06.03.64	<i>Dépendance et vulnérabilité : deux façons connexes mais différentes d'aborder les risques énergétiques</i> Jacques PERCEBOIS
06.05.65	<i>Energies Renouvelables et Economie Solidaire</i> Alain MATHIEU

06.10.66	<i>Ventes Liées et Concurrence sur les Marchés Energétiques</i> Marion PODESTA
07.01.67	<i>Universal Service Obligations: The Role of Subsidization Schemes and the Consequences of Accounting Separation</i> François MIRABEL, Jean-Christophe POUDOU et Michel ROLAND
07.01.68	<i>Concentration des Marchés et Comportements Collusifs : des Conflits entre HHI et Seuils de Collusion</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
07.03.69	<i>Certificats noirs, verts et blancs : Effets croisés et impacts potentiels dans les marchés de l'électricité ?</i> Jacques PERCEBOIS
07.06.70	<i>Les vertus environnementales et économiques de la participation des citoyens au marché de permis d'émission</i> Olivier ROUSSE
07.06.71	<i>Les biocarburants : d'une génération à l'autre</i> Alain MATHIEU
08.01.72	<i>Les concessions de distribution d'énergie électrique en France se justifient-elles encore aujourd'hui ?</i> Henri COURIVAUD
08.02.73	<i>Capital budgeting with an efficient yield-based method: the real rate of return technique</i> Olivier ROUSSE
08.03.74	<i>Strategic aspects of bundling</i> Marion PODESTA
08.03.75	<i>Should the regulator allow citizens to participate in tradable permits markets?</i> Olivier ROUSSE
08.04.76	<i>Optimal nonlinear pricing, bundling commodities and contingent services</i> Marion PODESTA et Jean-Christophe POUDOU
08.09.77	<i>Volatility transmission and volatility impulse response functions in European electricity forward markets</i> Yannick LE PEN et Benoît SÉVI
08.09.78	<i>Accroissement de la capacité de transport électrique : investissement stratégique ?</i> Renaud MENARD
08.12.79	<i>On the non-convergence of energy intensities: evidence from a pair-wise econometric approach</i> Yannick LE PEN et Benoît SÉVI
09.01.80	<i>Minimum Operating Level Investissement dans le réseau électrique : une conciliation difficile</i> Renaud MENARD
09.02.81	<i>Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon : la théorie économique nous aide t-elle à comprendre les évolutions ?</i> Jacques PERCEBOIS
09.02.82	<i>Cooperation among liquefied natural gas suppliers: is rationalization the sole objective?</i> Olivier MASSOL et Stéphane TCHUNG-MING
09.04.83	<i>Investissement dans le réseau électrique : un moyen de lutte efficace contre les pouvoirs de marché des producteurs ?</i> Renaud MENARD
09.05.84	<i>On the realized volatility of the ECX CO₂ emissions 2008 futures contract: distribution, dynamics and forecasting</i> Julien CHEVALLIER et Benoît SEVI
09.07.85	<i>Options introduction and volatility in the EU ETS</i> Julien CHEVALLIER, Yannick LE PEN et Benoît SEVI
09.09.86	<i>Cost function for the natural gas transmission industry: further considerations</i> Olivier MASSOL
10.07.87	<i>La participation volontaire des citoyens sur le marché européen des permis d'émission de CO₂ : une évaluation contingente élargie à la psychologie environnementale</i> Dorian LITVINE

11.02.88	<i>Les tarifs d'achat stimulent-ils la production d'électricité renouvelable en France ? Critique du mode de fixation/indexation des tarifs H07 et de son impact sur l'installation de petites centrales hydrauliques</i> Dorian LITVINE
11.03.89	<i>Les tarifs d'achat stimulent-ils la production d'électricité renouvelable en France ? Identification de l'effet de seuil décourageant la rénovation des petites centrales hydrauliques</i> Dorian LITVINE
11.03.90	<i>Renewable energy in Réunion: potentials and outlook</i> Julien BADDOUR et Jacques PERCEBOIS
11.04.91	<i>Libéralisation du marché gazier et pouvoir de négociation</i> Nicolas RIVIERE
