HAL
open science

Stratégies coopératives dans l'industrie du GNL : l'argument de la rationalisation est-il fondé ?

Olivier Massol, Stéphane Tchung-Ming

To cite this version:

Olivier Massol, Stéphane Tchung-Ming. Stratégies coopératives dans l'industrie du GNL : l'argument de la rationalisation est-il fondé ? : Cahiers de l'Economie, Série Recherche, n° 71. 2009. hal-02469480

HAL Id: hal-02469480

https://ifp.hal.science/hal-02469480

Preprint submitted on 6 Feb 2020

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

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

INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE (IFP)
ÉCOLE DU PÉTROLE ET DES MOTEURS (IFP School)
Centre Economie et Gestion
228-232, avenue Napoléon Bonaparte
92852 RUEIL-MALMAISON CEDEX

Stratégies coopératives dans l'industrie du GNL : l'argument de la rationalisation est–il fondé ?

*Olivier MASSOL**
Stéphane TCHUNG-MING

Février 2009

Les cahiers de l'économie - n° 71

Série Recherche

olivier.massol@ifp.fr
stephane.tchung-ming@ifp.fr

La collection "Les cahiers de l'économie" a pour objectif de présenter des travaux réalisés à l'IFP et à l'IFP School, travaux de recherche ou notes de synthèse en économie, finance et gestion. La forme peut être encore provisoire, afin de susciter des échanges de points de vue sur les sujets abordés.

Les opinions émises dans les textes publiés dans cette collection doivent être considérées comme propres à leurs auteurs et ne reflètent pas nécessairement le point de vue de l'IFP ou de l'IFP School.

Pour toute information sur le contenu, prière de contacter directement l'auteur ;
Pour toute information complémentaire, prière de contacter le Centre Économie et Gestion: Tél. 01 47 52 72 27

Résumé

Ce papier est consacré à l'émergence de stratégies coopératives entre 12 pays exportateurs de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) qui participent aux réunions du Gas Exporting Countries Forum (GECF). Cette étude économique s'intéresse plus particulièrement à un scénario souvent évoqué : celui de l'émergence d'une coopération conçue dans un but unique de rationalisation logistique, c'est-à-dire sans incidence sur les prix du GNL. A l'aide d'un modèle statique simple - il s'agit d'un problème de transport classique – calibré sur l'année 2007, nous évaluons tout d'abord le gain tiré de cette coopération. Les résultats numériques suggèrent que, en l'absence de politique de redistribution, cette stratégie coopérative ne serait vraisemblablement pas adoptée. Sans redistribution, le choix de la coopération ne serait pas rationnel pour certains exportateurs... Le problème du partage de ce gain collectif a donc été formulé à l'aide des concepts de la théorie des jeux coopératifs. Plusieurs politiques de redistribution ont été étudiées, dont la valeur de Shapley ainsi que plusieurs concepts inspirés par le nucléole. Nos résultats suggèrent que le choix d'une politique de redistribution s'avère relativement restreint. Parmi les méthodes étudiées, seule celle, sophistiquée, du *per capita nucleolus* vérifie deux propriétés souhaitables : l'appartenance au coeur du jeu coopératif et la monotonie par rapport à l'agrégat. Enfin, nous nous intéressons au cas où la coopération induirait un coût de coordination et recherchons le montant maximal de ce coût. Vu la faiblesse de ce montant et la relative complexité de la méthode de partage mise en oeuvre, la vraisemblance du scénario d'une coopération logistique exempte de pouvoir de marché paraît douteuse.

Mots Clés : Coopération · Gaz Naturel · GECF

Classifications JEL : L71, C71

Remerciements

Nous tenons à exprimer nos plus vifs remerciements à Jacques Percebois et à Aymeric Lardon pour leurs encouragements, leurs relectures attentives ainsi que leurs nombreuses remarques constructives. Cette étude n'aurait pas été envisageable sans les enseignements de Michel Lebreton qui nous a patiemment inculqué les quelques rudiments de théorie des jeux coopératifs manipulés dans cet article. Nous tenons à lui exprimer ici toute notre gratitude. Un merci chaleureux à Albert Banal-Estanol, Axel Pierru et Philippe Solal pour de précieuses suggestions bibliographiques et/ou méthodologiques. Enfin, nous remercions nos collègues de l'IFP pour leur soutien. Il est évident que nous assumons l'entière responsabilité des lacunes et des erreurs qui pourraient émailler ce texte.

Introduction

En matière gazière, l'apparition du *Gas Exporting Countries Forum* (GECF), créé en 2001 à Téhéran, constitue indubitablement un événement marquant. Pour la première fois dans l'Histoire, les principaux états exportateurs de gaz, actuels ou en devenir, se sont engagés dans un embryon de démarche coopérative. Sans surprise, toutes les éditions de ce rassemblement interministériel informel (Hallouche, 2006) ont nourri de nombreux commentaires. Il est vrai que la concentration des réserves[1], le précédent que constitue l'OPEP (à laquelle appartiennent plusieurs États représentés au sein du GECF) et les similarités affichées par le pétrole et le gaz naturel (proximité technologique des phases d'exploration et production, analogies en matière de concentration des réserves) ne sont certainement pas étrangers aux interrogations sur le devenir de ce forum.

Concernant la compréhension du GECF, l'une des inconnues majeures réside dans le comportement qui pourrait être adopté par ce regroupement d'exportateurs. Suivant une dichotomie évoquée par M. Mandil (ancien Directeur de l'Agence Internationale de l'Energie), deux options peuvent être envisagées selon que le GECF cherchera ou non à exercer un pouvoir de marché. Dans le premier cas, le GECF adopterait un comportement de cartel alors que dans le second, le GECF se limiterait à la promotion d'une coopération régionale, c'est-à-dire "*à un club de réflexion des pays exportateurs de gaz pour qu'ils réfléchissent à de meilleures conditions possibles pour l'exercice de leur mission*"[2] (Mandil, 2008). Dans le premier scénario, la théorie économique dispose de modèles satisfaisants pour analyser la profitabilité du GECF. Par exemple, Jaffe et Soligo (2006) font référence au modèle du monopole confronté à une frange concurrentielle qui est souvent évoqué dans le cas pétrolier (Cremer et Weitzman, 1976; Pindyck, 1978). En revanche, il reste encore à clarifier le cas d'une coopération menée sans exercice d'un pouvoir de marché. Il est vrai que l'histoire de l'industrie des hydrocarbures ne plaide pas en faveur de la solidité de cet argument de rationalisation : il figurait déjà dans la déclaration préliminaire de l'accord d'Achnaccarry[3] (Giraud et Boy de la Tour, 1987, p.206). Cependant, les précédents historiques ne constituent pas une preuve. Il convient donc d'étudier la rationalité économique d'une coopération menée sans effet sur les prix payés par les importateurs, c'est-à-dire à "iso-pouvoir de marché". Tel est l'objet de cet article.

Dans ce contexte, il n'est pas surprenant de constater un renouveau[4] dans la littérature dédiée au commerce international du gaz naturel et plus particulièrement au thème de la coopération entre les exportateurs. Certaines publications récentes ont proposé une analyse détaillée des contours du GECF. Ainsi, les travaux de Hallouche (2006), Jaffe et Soligo (2006), Wagbara (2007) ou encore Tönjes et Jong (2007) ont permis de préciser la composition, les marges de manœuvre et les activités du GECF. Cette littérature constitue une « brique élémentaire » utile pour introduire des analyses plus détaillées, comme celles consacrées à (i) l'attitude de chacun des pays participants au GECF vis-à-vis d'une coopération[5] ou (ii) l'effet qu'aurait une cartellisation sur les

[1] Trois pays – la Russie, l'Iran et le Qatar – disposent à eux seuls de 55% des réserves prouvées de gaz naturel de la planète (BP, 2008). Selon Hallouche (2006), les pays représentés lors de l'édition 2004 de la réunion annuelle du GECF détenaient collectivement 87% des réserves gazières mondiales.

[2] Propos rapportés par le site Internet Challenges.fr dans une dépêche postée le 22 septembre 2008.

[3] Cet accord signé le 17 septembre 1928 constituait l'acte fondateur du célèbre Cartel des 7 Soeurs qui allait dominer l'industrie pétrolière jusque dans les années 1960. La simple lecture des détails prévus dans cet accord offrait d'ailleurs un démenti à la thèse de la rationalisation menée sans pouvoir de marché puisqu'on y trouve décrit les modalités d'une entente sur les prix !

[4] Un exemple d'analyse économique d'un éventuel cartel gazier est déjà présent dans Percebois (1989, pp. 559-582).

[5] Par exemple, les contributions de Finon (2007) et Finon et Locatelli (2008) discutent l'attitude de la Russie vis-à-vis du GECF.

pays importateurs (Percebois, 2008). Ces contributions abordent le sujet en le replaçant dans une perspective large : celle de la géopolitique, qui combine les relations internationales, la géographie, l'économie et la géostratégie. En complément de ce traitement holiste, il peut être judicieux de promouvoir une approche analytique et purement économique du commerce international du gaz naturel.

Cette démarche impose une simplification du problème. Ici, il est traité sous un angle exclusivement économique, indépendamment de toute considération de nature politique ou géostratégique. Comme le notent Mathiesen et al. (1987, p.28), "*Even if we restrict ourselves to the pure economics of the natural gas market, we face large complexities. To incorporate all aspects of the market in one, comprehensive model seems neither manageable nor fruitful. We will adopt the well-known strategy of decomposing and simplifying in order to obtain a manageable model*." Cette démarche modélisée est parfois qualifiée de réductrice[6]. Pourtant, elle peut apporter une amélioration qualitative dans la compréhension du GECF et a d'ailleurs été maintes fois employée pour analyser l'industrie gazière. Dans une perspective concurrentielle, le World Gas Trade Model du Baker Institute décrit l'équilibre à long terme d'un marché mondial du gaz (Hartley et Medlock, 2006). Le modèle EUGAS (Perner et Seeliger, 2004) utilise la programmation linéaire pour étudier l'approvisionnement à long terme de l'Union Européenne. D'autres travaux, développés à la suite de Mathiesen et al. (1987) puis Golombek et al. (1995), traitent la concurrence entre les exportateurs à l'aide d'un oligopole de Cournot (Boots et al., 2004 ; Holz et al., 2008 ; Egging et al., 2008).

Concrètement, notre propos est focalisé sur le commerce gazier réalisé sous forme de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) qui est souvent perçu comme susceptible de donner lieu à l'émergence d'une association d'exportateurs[7]. Il est vrai que les pays du GECF disposent d'une position privilégiée en la matière : ces pays accueillent collectivement près de 90% des capacités de liquéfaction du globe (Hallouche, 2006). Ce commerce connaît une croissance rapide : +7,44%/an en moyenne depuis 2000 et représente aujourd'hui près de 30% des échanges internationaux de gaz (BP, 2008). Il a connu ces dernières années de profondes évolutions : baisses de coûts de transport du GNL (Greaker et al., 2008) et mise en développement de découvertes lointaines auparavant non exploitées, développement d'échanges transocéaniques entre des marchés jusqu'alors cloisonnés (Jensen, 2003), apparition d'opportunités d'arbitrages entre régions importatrices (Yepes Rodríguez, 2007)... Cependant la "commoditisation" du GNL n'est encore que partielle : les contrats de long terme demeurent la forme dominante de commercialisation. Malgré le récent assouplissement des clauses de flexibilité prévues dans ces contrats (Jensen, 2003), la simple observation des flux commerciaux récents suggère d'importantes opportunités d'arbitrages. Par exemple en 2007, Trinidad et Tobago a expédié près de 2,7 Gm^3 à destination de l'Europe alors que simultanément l'Algérie expédiait 2,1 Gm^3 vers les Etats-Unis (BP, 2008). Vu les positions géographiques respectives, ceci laisse augurer la possibilité d'une coordination logistique profitable entre ces deux exportateurs de GNL (un « swap d'actif » profitable dans le jargon de cette industrie). Et ce n'est pas un cas isolé ! Dans ces conditions, certains observateurs (Wagbara, 2007) ont proposé que le GECF joue un rôle d'intermédiation en facilitant l'identification des opportunités de rationalisation logistique entre les membres du GECF. Au niveau de la collectivité des pays du GECF, la recherche d'une

[6] Par exemple, Wagbara (2006, p.1233) soutient l'idée que "*The effective utilization of models is constrained by inadequate data; human errors and the inability of such models to correctly predict human behaviour.*"
[7] Ainsi, Yergin et Stoppard (2003) notent explicitement "*an association of some kind among LNG exporters is likely*".

politique de rationalisation logistique s'apparente à un problème de transport classique. Ce type de problème occupe une place de choix dans le panthéon commun à la théorie économique (Koopmans, 1949; Kantorovich, 1960) et à la recherche opérationnelle (Dantzig, 1951). Notons que cette optimisation logistique est effectuée sans impact sur le prix payé par les pays importateurs[8].

A ce stade, plusieurs interrogations émergent. En premier lieu, cette coordination des exportations au sein du GECF est-elle profitable pour la collectivité des membres ? Et si tel est le cas, sert-elle l'intérêt individuel de chacun des participants ? Cette dernière question pose clairement la question de l'incitation individuelle de chaque exportateur à s'impliquer dans la coopération et revient à étudier la possibilité d'une formation spontanée de cette coalition. A défaut, une politique incitative de partage du gain collectif peut-elle être mise en place ? Et dans l'affirmative, peut-on mettre en évidence un mode de partage susceptible d'inciter toutes les parties prenantes à coopérer au sein du GECF ? La composition actuelle du GECF est-elle la plus adaptée à cette coordination ou bien certains participants peuvent-ils trouver un intérêt à coopérer dans le cadre d'une coalition restreinte ? Toutes ces questions suggèrent l'emploi des concepts et méthodes de la théorie des jeux coopératifs qui s'intéresse à la distribution des gains issus de la coopération entre des agents économiques.

Cette théorie a été utilisée dans des contextes très différents. Si nous nous en tenons aux seules applications liées à l'énergie, des exemples très divers peuvent être cités : la coopération régionale en matière de planification d'un système électrique entre trois états de l'Inde (Gately, 1974), la détection des subventions croisées pratiquées par une firme régulée (Faulhaber, 1975), la mesure du pouvoir de marché dans l'industrie du charbon de l'Ouest Américain (Wolak and Kolstad, 1988), le partage des coûts joints de distribution de produits pétroliers au sein d'une entreprise (Engevall et al., 1998), la tarification de l'accès à un réseau de transport électrique maillé (Kattuman et al., 2004), l'allocation des émissions de CO_2 d'une raffinerie (Pierru, 2007)... Dans cet article, nous proposons d'appliquer ces outils théoriques pour peser la vraisemblance d'un GECF uniquement motivé par la mise en œuvre d'une rationalisation logistique, indépendamment de toute recherche d'un pouvoir de marché.

La section suivante précise l'ensemble des hypothèses retenues dans ce travail. La section 3 justifie la formulation du problème de coordination sous forme d'un programme linéaire et commente les résultats d'une coopération logistique impliquant douze pays du GECF. Ces résultats illustrent l'impossibilité de l'émergence d'une coopération spontanée. Puisqu'une règle de partage des gains tirés de la coopération s'avère incontournable, la section 4 propose un traitement du problème à l'aide de la théorie des jeux coopératifs à "utilité transférable" et détaille les résultats d'un partage des gains avec des solutions classiques : la valeur de Shapley, le nucléole et ses dérivés. Enfin, la dernière section propose quelques remarques en guise de conclusion.

[8] Ceci est compatible avec la rigidité des prix à moyen terme issue des contrats de long terme. Dans ces contrats, les prix et les formules d'indexation sont négociés puis figés pour des périodes de 3 ans environ.

1. Les hypothèses de travail

Notre propos concerne plus particulièrement l'un des maillons de la chaîne logistique du GNL : le transport par navires méthaniers. Une description simplifiée de cette activité s'avère donc incontournable. Par souci de clarté, signalons dès à présent que l'approche retenue ici est statique et menée sur une période unique : l'année 2007.

1.1 Le cadre d'analyse

Les exportateurs

Dans cette étude, l'ensemble des pays susceptibles d'adopter une coordination est composé de douze pays : Trinidad & Tobago, Oman, Qatar, Émirats Arabes Unis, Algérie, Egypte, Guinée Équatoriale, Libye, Nigeria, Brunei, Indonésie, Malaisie. Il s'agit de pays non-membres de l'OCDE[9] qui ont exporté du gaz en 2007. Tous ont déjà participé aux réunions du GECF (Hallouche, 2006).

Les zones importatrices

En 2007, 17 pays ont importé du gaz naturel. Ils sont situés en Amérique du Nord et dans la zone Caraïbes (USA, Mexico, République Dominicaine, Puerto Rico), en Europe (Belgique, France, Grèce, Italie, Portugal, Espagne, Turquie, Royaume-Uni) et en Asie (Chine, Inde, Japon, Corée du Sud, Taiwan).

1.2 Les notations

Notons :

- i , un pays exportateur de gaz sous forme GNL et membre du GECF ;
- n , le nombre de pays du GECF qui exportent du gaz sous forme GNL (ici, $n=12$);
- j , un pays importateur de gaz sous forme GNL ;
- s , le nombre de pays qui importent du gaz sous forme GNL (ici, $s=17$)
- q_{ij} , la quantité de GNL expédiée au cours de l'année par i à destination de j ;
- $\overline{Q_{ij}^{2007}}$, la quantité effectivement expédiée en 2007 (cf. Tableau 11 situé en Annexe);
- $L_i\left(\sum_{j=1}^{s} q_{ij}\right)$, la fonction de coût pour les activités d'extraction et de liquéfaction du gaz naturel dans le pays i .

[9] Trois pays de l'OCDE exportent du GNL : l'Australie, la Norvège (qui revendique un statut d'observateur au sein du GECF) et les États-Unis (Alaska). Cependant, il est peu vraisemblable que ces pays acceptent de se joindre au GECF pour mener une action de coordination (Tönjes et de Jong, 2007).

- $T_{ij}\left(q_{ij}\right)$, le coût du service de transport de la quantité q_{ij} depuis i vers j ;
- $R_j\left(\sum_{i=1}^{n} q_{ij}\right)$, le coût du service de regazéification du GNL dans le pays importateur j.

Par souci de simplification, nous supposerons que ces trois fonctions de coûts sont linéaires et noterons respectivement L_i les coûts unitaires de production et liquéfaction dans le pays i, T_{ij} ceux de transport par méthanier depuis la région i vers la région importatrice j, et R_j ceux de regazéification du GNL dans la région j.

1.3 Les hypothèses

Les coûts de production et de liquéfaction

Les coûts unitaires L_i d'extraction et de liquéfaction du gaz sont donnés dans le Tableau 1. Nous avons supposé que la technologie de liquéfaction était commune ce qui se traduit par un coût unitaire de liquéfaction uniforme de 1,00 $/MMBTU (DTI, 2005).

Tableau 1: coût d'extraction du gaz en $/MMBTU

	Extraction Cost $/MMBTU	Liquefaction Cost $/MMBTU	L_i $/MMBTU
Trinidad & Tobago	0,60	1,00	1,60
Oman	0,40	1,00	1,40
Qatar	0,30	1,00	1,30
UAE	0,35	1,00	1,35
Algeria	0,45	1,00	1,45
Egypt	0,60	1,00	1,60
Equatorial Guinea	0,50	1,00	1,50
Libya	0,50	1,00	1,50
Nigeria	0,50	1,00	1,50
Brunei	0,40	1,00	1,40
Indonesia	0,25	1,00	1,25
Malaysia	1,00	1,00	2,00

Source : OME (2001) et calculs des auteurs à partir de données Wood McKenzie.

Ces coûts correspondent aux seules opérations techniques et n'intègrent ni les effets de la fiscalité pétrolière, ni le coût d'opportunité lié à la prise en compte du caractère épuisable de la ressource gazière. L'interprétation économique des profits calculés devra donc être menée avec diligence puisque ces profits intègreront des coûts non modélisés.

Les coûts de regazéification

En pratique, on supposera que le service de regazéification est uniformément facturé R_j =0,50 $/MMBTU dans tous les pays importateurs.

Les coûts du transport par méthanier[10]

Les valeurs des coûts unitaires T_{ij} ont été calculées en suivant la démarche de Flood (1954), basée une table des distances d_{ij} entre les usines de liquéfaction d'un pays i et les usines de regazéification d'un pays j (cf. le Tableau 13 en Annexe) et sur quelques hypothèses concernant la flotte de navires. La flotte est supposée être composée de navires standards ayant une contenance de 137 000 m^3 de GNL, soit la valeur moyenne de la flotte mondiale en 2007 (GIIGNL, 2008). Les principales caractéristiques de ces navires sont présentées dans le Tableau 2.

Tableau 2: Caractéristiques d'un navire standard – capacité : 137 000 m^3 de GNL

Contenance utile :	127 410 m^3 de GNL*
Vitesse moyenne du navire :	18 noeuds
Durée nécessaire aux opérations de chargement :	2 jours
Durée nécessaire aux opérations de déchargement :	2 jours
Pertes par évaporation :	chaque jour : 0,15% du volume de GNL présent sur le navire
Prix d'acquisition :	165 M$ (Source : DTI, 2005)
Coûts opératoires annuels (carburant, armement du navire, valeur annualisée des coûts de maintenance...) :	27,3 M$/an
Nombre de jours d'indisponibilité du fait d'arrêts techniques (maintenance...) ou d'aléas (tempêtes...) :	20 jours/an

** les règles d'opération du navire préconisent : 1) un remplissage des cuves ne dépassant pas 98% de la capacité et 2) le maintien d'un "heel", c'est-à-dire d'une quantité minimale de GNL de 6 850 m3 dont la fonction est de maintenir, à l'aller comme au retour, les conditions cryogéniques dans la cuve du navire.*

*** En raison des pertes par évaporation, la quantité de GNL livrée à l'usine de regazéification est inférieure à la quantité chargée au départ de l'usine de liquéfaction. Ces pertes sont croissantes avec la distance parcourue.*

Nous supposons que chaque navire est affecté à un trajet ij . Ceci permet de calculer, pour chaque trajet, le nombre de rotations effectuées, par un navire, pendant un an, en tenant compte des temps de trajet aller et retour, des délais nécessaires aux opérations de chargement et déchargement. Pour chaque trajet ij , on peut ainsi en déduire les quantités transportées pendant un an ainsi que les pertes par évaporation. Pour le calcul du coût unitaire, ces pertes sont comptabilisées au coût unitaire de production et liquéfaction du gaz dans le pays de départ. Le calcul tient compte d'une charge annuelle de capital actualisée au taux de 10% sur une durée d'exploitation de 20 ans. Pour chaque trajet ij , les valeurs des coûts unitaires T_{ij} sont présentées dans le Tableau 14 situé en Annexe.

[10] Tous les calculs ont été réalisés avec les hypothèses de conversion suivantes : 1 MMBTU correspond à 28.31684 m^3 de gaz naturel et 1 m^3 de GNL est équivalent à 600 m^3 de gaz naturel placé dans les conditions normales de température et de pression.

Le prix d'importation

A l'échelle de la planète, l'intégration économique des marchés gaziers n'est pas parfaite. Nous suivrons donc la suggestion de Mazighi (2003, p. 319) qui distingue *"three areas, or regions, for LNG: the European region, that includes Europe and Africa; the Asian region, that includes Asia, the Middle East and Oceania; and the American region"* et supposerons que le prix d'importation du gaz naturel, ici du GNL gazéifié, est uniforme au sein de chacune des zones. Il s'agit d'une hypothèse forte. Cependant l'observation de la réalité industrielle tend à conforter l'idée que les amplitudes des différences de prix d'importation intra-zones n'ont rien à voir avec celles des prix extra-zones. Les prix utilisés dans cette étude sont présentés dans le Tableau 3.

Tableau 3: Prix d'importation constatés en 2007 en US dollars per million Btu

	Asie Référence Japan cif	Europe Référence European Union cif	Amérique du Nord Référence US Henry Hub
Prix $/MMBTU	7,73	8,93	6,01

Source : BP Statistical Review 2008

1.4 Discussion sur la validité des hypothèses

Il est clair que cette représentation de l'industrie du GNL reste simpliste[11]. A ce stade, il est naturel de s'interroger sur sa représentativité en la confrontant aux statistiques relevées en 2007. Deux critères semblent pertinents.

Le premier concerne la vraisemblance technique de cette représentation de la chaîne GNL. Avec les flux de gaz constatés en 2007 $\overline{Q_{ij}^{2007}}$ en provenance des seuls pays du GECF, nos hypothèses suggèrent l'emploi d'une flotte de 204 navires[12] qui réalisent un total de 2 848 voyages. Or, la flotte mondiale des méthaniers utilisée en 2007 pour le transport de GNL comptait 237 navires et ces navires ont, au cours de l'année, accompli un total de 3 325 voyages (GIIGNL, 2008). Deux points peuvent expliquer ces écarts entre notre modèle et les statistiques. Le premier est évident car ni les USA (Alaska), ni l'Australie, ni la Norvège n'ont été pris en compte dans notre modélisation. Or, les exportations de ces pays ont totalisé 21,6 Gm^3 en 2007, soit environ 9,5% du commerce mondial de GNL (BP, 2008). Le second point est lié aux distances utilisées pour le calcul des chaînes GNL qui sont ici minorées "par construction" car elles sont basées sur la plus courte distance maritime entre les usines de liquéfaction d'un pays i et les usines de regazéification d'un pays j. Or, l'observation de la réalité industrielle est plus subtile et ne privilégie pas nécessairement la plus courte distance[13]. Conscients de ces approximations, nous supposerons néanmoins que la représentativité technique de la chaîne GNL reste suffisante pour les besoins de cette étude.

[11] A titre d'exemple : ni les charges portuaires, ni les variations de consommation des navires (notamment les baisses de consommation dans les ports), ni les éventuels droits de passage (Suez) n'ont été modélisés…

[12] Calcul effectué en supposant que chaque navire utilisé est affecté pour l'année à un trajet ij, même s'il n'est utilisé que partiellement.

[13] Par exemple : une partie du GNL importé en France en provenance d'Algérie franchit le détroit de Gibraltar pour être regazéifiée sur la côte Atlantique.

Le second critère est celui de la « représentativité économique » de la chaîne GNL. Grâce aux flux de gaz 2007 $\overline{Q_{ij}^{2007}}$, nous pouvons donner une représentation agrégée de l'économie du commerce GNL en provenance de ces douze pays. Le Tableau 4 présente un aperçu de cette chaîne de valeur.

Tableau 4 : la chaîne de valeur GNL des pays exportateurs membres du GECF

		G$	%
E&P cost	Production	3,588	*16,6%*
LNG cost	Plant	7,234	*33,4%*
	Shipping	8,167	*33,3%*
	Re-gas	3,617	*16,7%*
Total cost		21,638	*100,0%*
Rent		34,870	
TOTAL revenue		57,476	

En 2007, ces exportations représentaient un chiffre d'affaires de 57 milliards de dollars. Avec les hypothèses précédentes, le coût total (production, liquéfaction, transport et regaséification) aurait dépassé les 21 milliards de dollars en 2007 laissant une rente de près de 35 milliards de dollars. Ces ordres de grandeur paraissent raisonnables et compatibles avec les données publiques disponibles.

Les activités liées au transport par méthaniers représentent près d'un tiers des coûts de cette industrie. Ici, le coût unitaire de transport est une fonction strictement croissante de la distance. Dans ces conditions, la position géographique relative des différents exportateurs devrait avoir une influence non négligeable sur les coûts de fourniture de GNL aux différents importateurs. Ce point est illustré avec les figures suivantes qui détaillent ces coûts pour chacun des principaux pays importateurs des zones Amérique du Nord, Europe et Asie. Sans surprise, nous retrouvons cet effet de l'éloignement. Aucun expéditeur ne possède une dominance absolue du point de vue des coûts; tout est fonction de la zone d'importation considérée. Dans ces conditions, l'observation des flux de GNL observés en 2007 laisse augurer des gains à la coopération logistique. L'exemple cité en introduction de l'Algérie et de Trinidad et Tobago suffit à s'en convaincre... Il est désormais temps d'envisager une modélisation.

Figure 1 : Coûts unitaires d'importation de gaz naturel aux USA à partir des pays exportateurs membres du GECF ($/MMBTU)

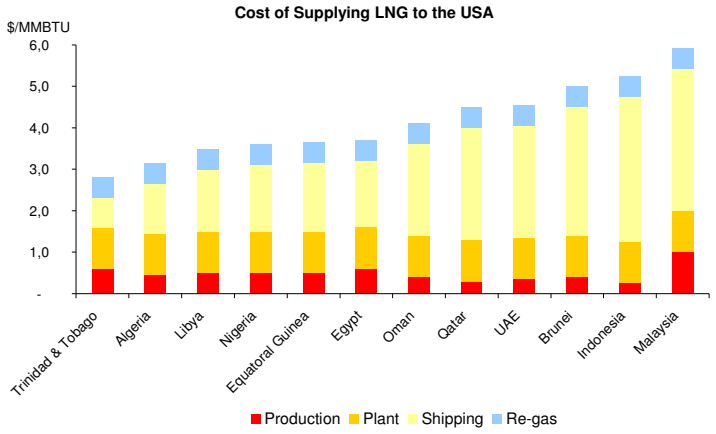


Figure 2 : Coûts unitaires d'importation de gaz naturel en Espagne à partir des pays exportateurs membres du GECF ($/MMBTU)

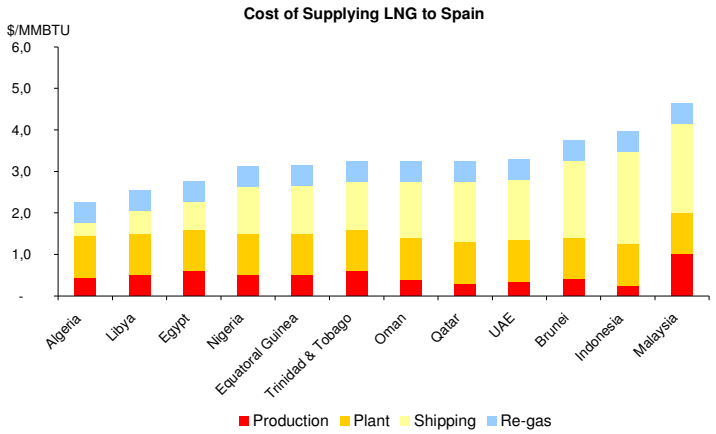
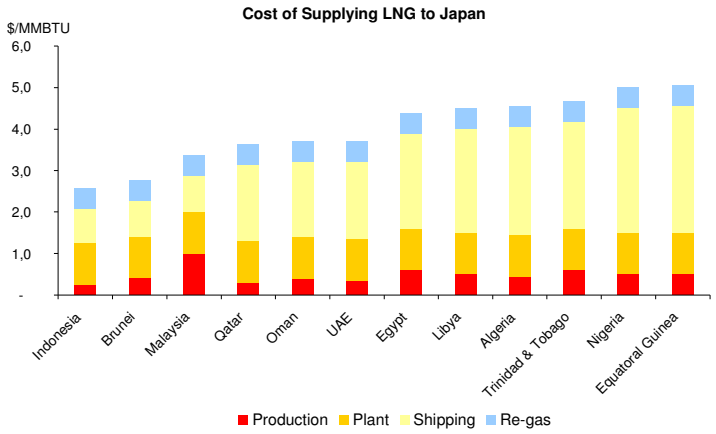


Figure 3 : Coûts unitaires d'importation de gaz naturel au Japon à partir des pays exportateurs membres du GECF ($/MMBTU)



2. La coopération entre les exportateurs de GNL

Avant toute chose, nous allons supposer que les pays exportateurs disposent d'un contrôle total sur l'expédition du GNL, ceci constitue d'ailleurs une approximation acceptable car ce commerce est majoritairement régi par les clauses de type "*Delivered Ex Ship*".

2.1 Formulation du problème

Dans cet article, nous supposons que le GECF se trouve confronté à un problème de transport classique : des quantités de GNL, un produit supposé homogène, doivent être transportées depuis n zones d'exportation à destination de s importateurs. Le coût unitaire de transport est supposé connu pour chaque trajet ij. L'objectif du GECF est donc de déterminer une politique de transport, c'est à dire des quantités transportées sur chaque trajet ij, permettant de maximiser le profit de la collectivité des pays membres. Outre la non-négativité des variables, il reste à définir les contraintes du problème. A ce stade, il est important de préciser les marges de manoeuvre laissées au GECF.

Celles-ci seraient vraisemblablement limitées par les considérations suivantes :

- L'extraction et la liquéfaction du gaz naturel mobilisent d'importants capitaux. Il est courant que les préteurs de fonds exigent des garanties étendues en contrepartie du financement. Dans le cas des unités de liquéfaction, ces garanties incluent les contrats long terme qui prévoient un volume minimal de production. Dans ces conditions, il semble raisonnable de penser que, la recherche d'une coordination sera respectueuse de ces engagements. En pratique, cela signifie que chaque exportateur pourrait demander que l'optimisation se limite aux seules expéditions et ne modifie pas l'utilisation des infrastructures de liquéfaction. Autrement dit : pour un exportateur, peu importe où ira le gaz tant que la quantité totale expédiée reste identique ce qui correspond aux contraintes : $\forall i, \quad \sum_{j=1}^{s} q_{ij} = \sum_{j=1}^{s} \overline{Q_{ij}^{2007}}$

- L'histoire de l'industrie gazière nous montre que, pour un pays exportateur, des effets de réputation jouent un rôle dans le développement des exportations d'un pays (Hayes et Victor, 2006)[14]. Dans ce scénario, nous étudions une coordination naissante, menée dans un unique but logistique. Aussi, il n'est pas déraisonnable de supposer que chaque exportateur demande explicitement au GECF que les actions entreprises préservent sa réputation de fournisseur fiable, autrement dit : qu'elles soient respectueuses des engagements contractuels pris par chacun des exportateurs. L'agrégation de ces souhaits individuels au niveau du GECF peut être traduit de la sorte : peu importe les origines du gaz livré, chaque région d'importation doit en recevoir une quantité exactement égale au total des engagements individuels pris par les exportateurs membres du GECF. Ceci correspond aux contraintes : $\forall j, \quad \sum_{i=1}^{n} q_{ij} = \sum_{i=1}^{n} \overline{Q_{ij}^{2007}}$

[14] Pour Hayes et Victor (2006), ce constat est basé sur une interprétation des conséquences de la politique d'exportation choisie par l'Algérie dans les années 1980. Cf. Hayes (2006) pour une description.

Au passage, cette seconde liste de contraintes est compatible avec l'idée d'une coopération logistique pure qui ne conduirait pas à l'exercice d'un pouvoir de marché supplémentaire. En effet : les quantités livrées étant inchangées, la coordination des politiques d'exportation est effectuée sans incidence sur les prix du gaz dans chaque région.

On note, $\pi_i\left(q_i\right) = \sum_j \left(P_j - L_i - T_{ij} - R_j\right) q_{ij}$ pour tout $i = 1, 2, ..., n$, le profit obtenu par un exportateur de GNL i en fonction de sa politique d'exportation $q_i := \left(q_{ij}\right)_{j=1}^{s} \in \mathbf{R}^s$ c'est-à-dire les quantités de GNL expédiées vers les différentes régions importatrices. Les considérations précédentes nous amènent à la formulation d'un programme linéaire similaire à celui de Dantzig (1951). Notre problème revient à rechercher une politique d'exportation pour la collectivité des pays du GECF, notée $q^* := \left(q_i^*\right)_{i=1}^{n} \in \mathbf{R}^{ns}$, qui est une solution du programme linéaire suivant :

<u>Programme n°1 :</u>

$$\underset{q_{ij}}{Max} \quad \sum_{i=1}^{n} \pi_i$$

$$\text{s.c.} \quad \sum_{j=1}^{s} q_{ij} = \sum_{j=1}^{s} \overline{Q_{ij}^{2007}} \quad \left(\forall i = 1, 2, ..., n\right) \qquad (1)$$

$$\sum_{i=1}^{n} q_{ij} = \sum_{i=1}^{n} \overline{Q_{ij}^{2007}} \quad \left(\forall j = 1, 2, ..., s\right) \qquad (2)$$

$$q_{ij} \geq 0$$

Pour ce problème, l'existence d'une solution autre que l'ensemble vide est acquise. De façon évidente, les données observées en 2007 vérifient les contraintes du problème. On peut également remarquer que ce petit programme comporte ns =204 variables non-négatives et $n + s$ =29 contraintes égalités de type (1) et (2). En fait, ce système ne comporte que $n + s - 1$ équations indépendantes (Dantzig, 1951). Pour ce problème, une politique d'expédition optimale se traduit donc par, au plus, $n + s - 1$ expéditions q_{ij} non-nulles.

2.2 Résultats

Avec les hypothèses précédentes, au moins une politique d'expédition q^* peut donc être calculée. L'observation du Tableau 12, nous montre qu'une telle politique traduit effectivement une rationalisation des flux : on ne dénombre plus que 28 flux positifs en lieu et place des 77 observés en 2007 (BP, 2008). La Figure 4 illustre ces changements en faisant clairement apparaître, par rapport à la situation observée en 2007, les variations des flux commerciaux vers chacune des grandes zones d'importation. Avec q^*, les exportations de Trinidad et Tobago sont intégralement dévolues à l'approvisionnement des pays de la zone Amérique du Nord & Caraïbes. Dans le même esprit, les pays du bassin méditerranéen (Algérie, Libye et Égypte) exporteraient presque exclusivement vers l'Europe. En revanche, Brunei, l'Indonésie et la Malaisie sont relativement peu impactés par ces réorganisations puisque l'essentiel de leurs exportations demeurent

expédiées vers la zone Asie. Pour ces pays, l'optimisation se borne à une réaffectation intra-régionale des flux d'exportation.

Figure 4 : Politique de transport optimale - évolution des flux des producteurs

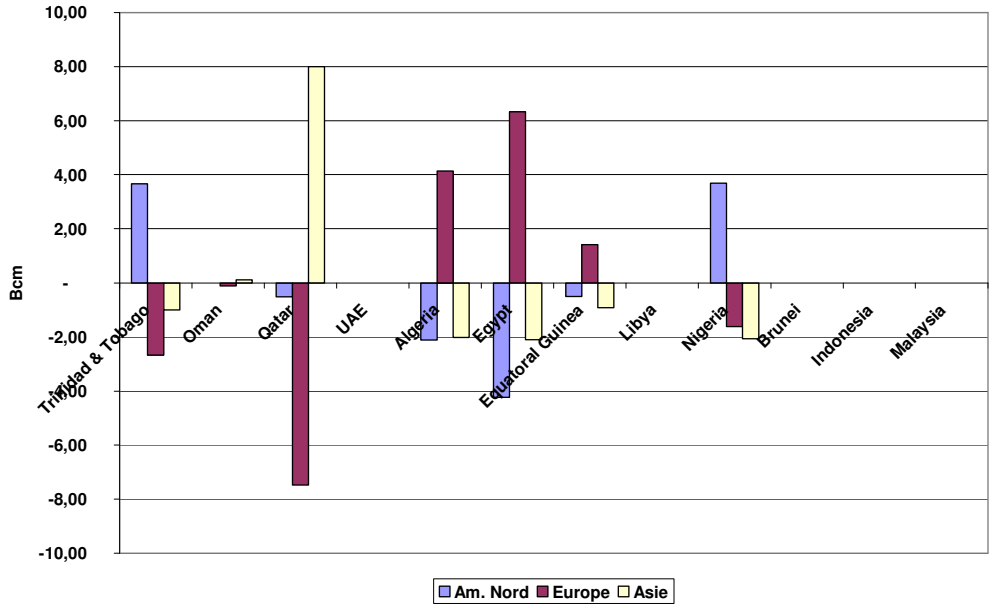


Tableau 5 : Profits des exportateurs impliqués dans la coopération (en M$)

	Situation 2007 $\overline{\pi_i^{2007}}$	Solution optimale $\pi_i\left(q_i^*\right)$	Gain issu de la coordination $\Delta\pi_i\left(q_i^*\right)=\pi_i\left(q_i^*\right)-\overline{\pi_i^{2007}}$
Trinidad & Tobago	2 761,87	2 650,93	- 110,94
Oman	1 792,79	1 913,49	120,70
Qatar	6 299,10	5 674,21	- 624,88
UAE	1 073,45	1 414,50	341,05
Algeria	5 269,89	5 781,20	511,31
Egypt	2 166,85	2 870,88	704,03
Equatorial Guinea	150,88	289,86	138,98
Libya	171,04	171,80	0,75
Nigeria	3 802,45	3 687,41	- 115,04
Brunei	1 637,09	1 634,49	- 2,60
Indonesia	5 085,04	5 047,17	- 37,88
Malaysia	4 659,37	4 702,19	42,82
TOTAL	**34 869,82**	**35 838,12**	**968,31**

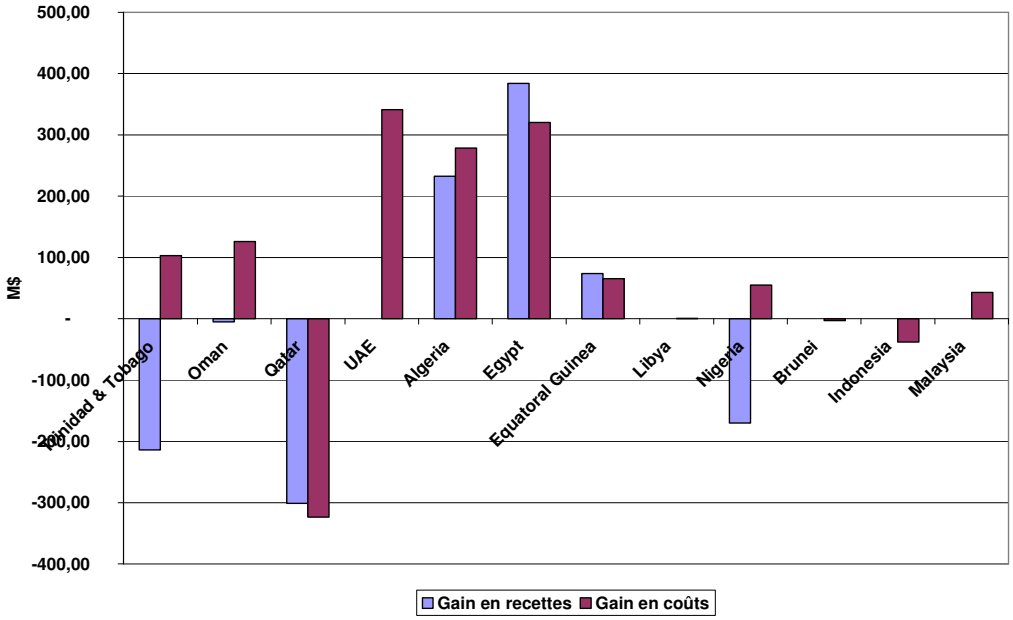
Nous ne nous étendrons pas davantage sur le commentaire de ces flux car l'unicité de q^* n'est pas démontrée. En revanche, il peut être intéressant de dire un mot sur le gain logistique associé à q^*. Le résultats présentés dans le Tableau 5 permettent de visualiser rapidement le gain obtenu grâce à la coopération. Il est intéressant de s'attarder un instant sur les conséquences sur les profits $\pi_i\left(q_i^*\right)$ perçus par chacun des exportateurs en les comparant aux profits $\overline{\pi_i^{2007}}$

effectivement perçus en 2007. Notons $\Delta\pi_i\left(q_i^*\right)=\pi_i\left(q_i^*\right)-\overline{\pi_i^{2007}}$ les variations de profit induites par cette coordination.

En 2007, l'adoption d'une politique de coopération logistique q^* aurait conduit à un gain de $\sum_{i=1}^{n}\Delta\pi_i\left(q_i^*\right)=968{,}31$ millions de dollars pour les douze pays du GECF, soit une réduction de 12% du coût de transport du GNL. Au passage, notons que cela ne représente qu'un accroissement de 2,78% des profits engrangés en 2007.

Il est clair que le gain collectif est, par construction, positif ou nul : $\sum_{i=1}^{n}\Delta\pi_i\left(q_i^*\right)\geq 0$. En revanche, rien ne garantit la positivité des gains $\Delta\pi_i\left(q_i^*\right)$ obtenus individuellement par chacun des exportateurs i. Puisque les flux agrégés sont constants, ces variations de profits par rapport à la situation 2007 ont deux origines : (1) des variations de revenus (lorsque l'optimisation implique un routage vers des zones où les prix sont différents) et/ou (2) des variations de coûts logistiques. La Figure 5 met clairement en évidence ces variations pour chacun des pays exportateurs.

Figure 5 : Politique de transport optimale - gains en revenus et coûts des producteurs



Avec la politique q^*, les situations sont contrastées. Pour des pays tels que Trinidad & Tobago, le Qatar, le Nigeria, Brunei ou encore l'Indonésie, la coopération aurait conduit à une dégradation significative du profit perçu.

Nous avons donc affaire à une collaboration collectivement profitable mais dont certains participants ne tirent pas individuellement bénéfice[15]. Sans repartage des gains collectifs, il est clair que ces exportateurs n'ont aucun intérêt à coopérer. Puisque un accord préalable sur le partage des gains potentiels conditionne l'apparition de cette coopération logistique, nous allons étudier les conditions de cette redistribution du gain collectif. C'est l'objet de la section suivante.

3. Le partage incitatif des gains tirés de la coopération

Le partage du gain tiré de la coopération renvoie à la notion de jeux coopératifs à utilité transférable. Nous avons affaire à un jeu comptant 12 joueurs où l'utilité de chacun n'est autre que son profit. Puisqu'il s'agit d'une grandeur monétaire, nous supposons que chaque agent peut donner une partie de son utilité à un autre agent en effectuant un paiement, c'est-à-dire une transfert monétaire. Il est important de souligner que ces transferts sont envisageables dans l'industrie du GNL. Il suffit pour s'en convaincre d'observer que les "swap d'actifs" y sont fréquents. Ces "swaps d'actifs" ne sont rien d'autre qu'une coopération impliquant un petit nombre d'acteurs, or ces accords prévoient généralement un partage du gain issu de la coopération entre les signataires[16].

3.1 Le contexte des jeux coopératifs à utilité transférable

Il est désormais temps de spécifier le cadre théorique. Un jeu coopératif à utilité transférable ("*a TU game*") est une paire (N,v), où $N:=\{1,...,n\}$ est un ensemble de joueurs et $v:2^N \to \mathbf{R}$ est une fonction qui assigne à chaque coalition $S \subseteq N$, sa valeur $v(S)$. Par convention, $v(\varnothing)=0$. Ici N désigne l'ensemble des 12 pays exportateurs de GNL impliqués dans le GECF. On notera S, $S \subseteq N$ une coalition de pays de N. $|S|$ désigne le nombre de pays impliqués dans la coalition S.

Notons (N,v) un jeu à utilité transférable et notons $x \in \mathbf{R}^n$ une allocation. Une allocation x est dite *efficiente* si $\sum_{i=1}^{n} x_i = v(N)$; x est *individuellement rationnelle* si, pour chaque $i \in N$, $x_i \geq v(\{i\})$. Une allocation $x \in \mathbf{R}^n$ vérifie la *rationalité coalitionnelle* lorsqu'il n'existe pas de coalition $S \subseteq N$ telle que $\sum_{i \in S} x_i < v(S)$.

[15] Cette affirmation reste valable dans le cas d'une coopération logistique stricte qui laisseraient inchangées les recettes de chacun des pays exportateurs (cas d'une optimisation logistique pure menée sans impact sur les facturations). En pareil cas, la politique précédente est également une politique optimale et plusieurs pays : le Qatar, Brunei et l'Indonésie, subiraient malgré tout un accroissement de leurs coûts et donc une dégradation de leurs profits (cf. Figure 5).

[16] Par exemple : en novembre 2005, le Nigeria a signé un accord de "swap" avec GdF et l'Enel. Le gaz initialement destiné à l'Italie est déchargé en France et GdF délivre à l'Enel une quantité équivalente de gaz, peu importe sa provenance.

Une règle d'allocation est une fonction qui, pour un jeu (N,v) donné, désigne une allocation dans $\mathbf{R}^n$. L'*ensemble des imputations* $I(v)$ est défini par l'ensemble de toutes les allocations efficientes et individuellement rationnelles.

On peut désormais introduire la notion de *cœur* (Gillies, 1953). Le coeur d'un jeu (N,v), noté $C(v)$, est l'ensemble de toutes les allocations efficientes et vérifiant la rationalité coalitionnelle, i.e., $C(v) := \left\{ x \in \mathbf{R}^n : \sum_{i=1}^{n} x_i = v(N) \text{ et, pour chaque } S \subset N, \sum_{i \in S} x_i \geq v(S) \right\}$.

<u>*Spécification du jeu coopératif*</u>

Les pratiques de l'industrie du GNL, en particulier les accords de swaps d'actifs, suggèrent que des sous-groupes d'exportateurs pourraient choisir de faire cavalier seul en adoptant une coopération logistique restreinte au seul sous-groupe, indépendamment du GECF. Dans ces conditions, il est judicieux de connaître le gain tiré par cette coopération restreinte, c'est-à-dire la valeur $v(S)$ obtenue par une coalition quelconque S de pays.

$v(S)$ est définie comme l'écart entre : le profit total obtenu par S lorsque ses participants mettent en place une coopération restreinte, et le profit de ces même agents obtenu dans la situation non coopérative observée en 2007. Une simple adaptation du programme linéaire précédent suffit alors pour calculer cette valeur pour chacune des 2^{12} = 4096 coalitions pouvant être formées dans N. Il suffit de noter $\delta_i(S)$ la fonction indicatrice qui prend la valeur 1 si $i \in S$ et la valeur 0 et d'utiliser le programme linéaire suivant :

<u>Programme n°2</u>

$$
\begin{aligned}
v(S) = \underset{q_{ij}}{Max} \quad & \sum_{i=1}^{n} \delta_i(S).\left(\pi_i - \overline{\pi_i^{2007}}\right) \\
\text{s.c.} \quad & \sum_{j=1}^{s} q_{ij} = \sum_{j=1}^{s} \overline{Q_{ij}^{2007}} \qquad (\forall i = 1,2,...,n) \\
& \sum_{i=1}^{n} q_{ij} = \sum_{i=1}^{n} \overline{Q_{ij}^{2007}} \qquad (\forall j = 1,2,...,s) \\
& \left(1\text{-}\delta_i(S)\right) q_{ij} = \overline{Q_{ij}^{2007}} \qquad (\forall (i,j) \in \{1,2,...,n\} \times \{1,2,...,s\}) \qquad (3) \\
& q_{ij} \geq 0
\end{aligned}
$$

Ce programme décrit la coopération restreinte aux seuls pays présents dans le sous-groupe S. Notons que la contrainte (3) précise que les joueurs non impliqués dans cette coopération restreinte, c'est-à-dire ceux de $N \setminus S$, conservent la politique d'exportation suivie en 2007. Autrement dit, cette coopération restreinte à S n'a pas d'incidence sur les choix des autres exportateurs. Nous avons donc affaire à un jeu coopératif sans externalités.

A priori, il pourrait sembler souhaitable de mettre en évidence une imputation dans le coeur $x \in C(v)$. En effet, le choix d'un élément de cet ensemble nous assure que la distribution des gains sera telle que la coopération sera rationnelle, non seulement individuellement pour chacun des pays, mais aussi collectivement pour n'importe quel sous-groupe S d'exportateurs. En termes imagés : quel que soit ce sous-groupe celui-ci ne trouvera jamais profitable de renoncer à la coopération dans le GECF puisque la distribution du gain collectif est telle que le départ du GECF entraînerait un manque à gagner (le GECF est alors toujours plus profitable que n'importe lequel des accords restreints pouvant être conclus). Bien évidemment, ceci n'a un sens que si, et seulement si, le coeur est non vide. Mais au fait, le coeur est-il vide ?

Pour démontrer la non vacuité du coeur, une première piste consiste à regarder si v est convexe[17], car si tel est le cas, un résultat classique de théorie des jeux nous assure que le coeur est toujours non vide. Dans ce jeu, v est super-additive[18] ce qui suggère l'intérêt de former une coalition comportant un grand nombre d'acteurs. Hélas, le contre-exemple présenté dans le Tableau 6 nous montre que v n'est pas convexe.

Tableau 6 : la non-convexité de (N, v), un exemple (en M$)

S	$v(S)$
A := {Brunei, Indonesia}	9,445
B := {Oman, UAE, Equatorial Guinea, Indonesia}	50,100
$A \cup B$:= {Oman, UAE, Equatorial Guinea, Brunei, Indonesia}	50,366
$A \cap B$:= {Indonesia}	0

Nous avons donc :

$$v(A) - v(A \cap B) = 9{,}445 > 0{,}266 = v(A \cup B) - v(B)$$

Dans ces conditions, il peut être utile de regarder si l'ensemble des solutions au programme linéaire suivant (cf. programme n°3) n'est pas vide. Dans ce programme, on recherche une allocation $x \in \mathbf{R}^n$ qui vérifie les contraintes du coeur : la contrainte (4) est la condition de l'*efficience*, et les contraintes (5) sont celles de la rationalité coalitionnelle.

<u>Programme n°3</u>

$$\underset{x_i, \varepsilon}{Max} \quad \varepsilon$$

$$\text{s.c.} \quad \sum_{i=1}^{n} x_i = v(N) \qquad (4)$$

$$\sum_{i \in S} x_i - \varepsilon \geq v(S) \qquad (\forall S \subset N) \qquad (5)$$

$$x_i \geq 0 \qquad (\forall i = 1, 2, ..., n)$$

$$\varepsilon \geq 0$$

[17] v est convexe si pour toutes les coalitions A et B : $v(A \cup B) - v(B) \geq v(A) - v(A \cap B)$.

[18] v est super-additive si pour toutes les coalitions A, B avec $A \cap B = \varnothing$, $v(A \cup B) \geq v(A) + v(B)$.

Ce programme admet au moins une solution optimale (avec une valeur strictement positive pour ε). La non-vacuité du coeur est donc démontrée ce qui justifie la recherche d'une règle de partage vérifiant le critère de l'appartenance au coeur.

Nous allons maintenant définir puis tester quelques règles de partage. Trois types de règles ont été considérés. Les premières allocations sont des règles simples qui pourraient refléter des choix imposés par une vision comptable ou par les us et coutumes de l'industrie... Un second type de règles fait intervenir la notion de contribution marginale de chaque agent. Enfin, les dernières règles ont été inspirées par le concept de nucléole issu de la théorie des jeux coopératifs

3.2 Les règles "naïves" de partage du gain

i - Partage égalitaire

Le partage égalitaire propose naïvement de diviser le gain total en douze parts égales : $x_i = \frac{v(N)}{|N|}$, $\forall i \in N$. Ici, $x_i = 80.692$ M$.

ii - Partage au prorata des profits réalisés en 2007

Dans cette règle, le partage du gain $v(N)$ est mené sur la base d'un prorata fonction des profits engrangés dans la situation non-coopérative : $x_i = \frac{\overline{\pi_i^{2007}}}{\sum_{i=1}^{n} \overline{\pi_i^{2007}}} . v(N)$, $\forall i \in N$.

Avec cette règle de partage, le ratio profit obtenu par le pays en coopérant sur profit engrangé par le pays dans la situation non-coopérative prend une valeur identique quel que soit le pays exportateur considéré. Ici, ce ratio est égal à $1 + \frac{v(N)}{\sum_{i=1}^{n} \overline{\pi_i^{2007}}} \approx 1.0278$.

iii - Partage au prorata des quantités exportées

Dans cette règle, le partage du gain $v(N)$ est mené sur la base d'un prorata fonction des quantités exportées en 2007 : $x_i = \frac{\sum_{j=1}^{s} \overline{Q_{ij}^{2007}}}{\sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{s} \overline{Q_{ij}^{2007}}} . v(N)$, $\forall i \in N$. Pour les praticiens, l'un des arguments qui pourraient être avancés en faveur de cette méthode est celui de l'existence de données publiques sur les quantités exportées par chacun des pays.

3.3 Les règles marginalistes

i - Partage basé sur la contribution marginale

Dans cette règle, on se propose de rétribuer chaque pays i selon sa contribution m_i définie de la sorte $m_i := v(N) - v(N \setminus \{i\})$. Cette grandeur m_i correspond à l'accroissement du gain obtenu lorsque le pays i se joint à une coalition déjà existante formée par les 11 autres agents.

ii - Partage inspiré de ACA

Il est fréquent que la règle précédente m_i ne soit pas efficiente. Sans anticiper sur la section dédiée aux résultats, nous verrons que dans notre exemple : $\sum_{i=1}^{n} m_i > v(N)$. En pareil cas, il peut être judicieux d'utiliser une règle de partage adaptée de la méthode dite "alternative cost avoided" (méthode ACA) employée pour le partage de coûts communs. Historiquement, cette méthode a été développée dans les années 1930 à la suite des travaux des ingénieurs économistes de la Tennessee Valley Authority (TVA) qui étaient confrontés à un problème de partage du coût de construction d'un barrage entre ses différents usages (cf. Tijs and Driessen, 1986, pour une description).

Elle repose sur le schéma suivant : $x_i = m_i - \left(\sum_{i=1}^{n} m_i - v(N) \right) \frac{m_i - v(\{i\})}{\sum_{p=1}^{n} \left(m_p - v(\{p\}) \right)}, \quad \forall i \in N$.

Or dans notre cas : $v(\{i\}) = 0, \quad \forall i \in N$.

iii - La valeur de Shapley

La valeur de Shapley est l'une des plus anciennes méthodes d'allocation à avoir été définie sur la base d'un ensemble de propriétés axiomatiques qui doivent être satisfaites par la méthode d'allocation (Shapley, 1953). Elle est définie par la formule :

$$x_i = \sum_{\substack{S \subseteq N \\ i \in S}} \frac{|S \setminus \{i\}| ! \times |N \setminus S| !}{|N| !} \left(v(S) - v(S \setminus \{i\}) \right), \quad \forall i \in N .$$

Il est classique de donner à cette valeur l'interprétation suivante : les joueurs sont supposés rejoindre la coopération dans un ordre donné. Supposons qu'un groupe S ait déjà manifesté son intention de rejoindre la coopération et que le joueur i est le dernier joueur à avoir rejoint ce sous-groupe, sa contribution marginale à la valeur de S est $v(S) - v(S \setminus \{i\})$. La valeur de Shapley correspond à la moyenne des contributions marginales de i lorsque toutes les $n!$ permutations envisageables de l'ensemble N sont considérées de manière équiprobable.

3.4 Les règles inspirées par le nucléole

i - Le nucléole

L'idée du nucléole a été développée par Schmeidler (1969). Elle repose sur une mesure de l'insatisfaction générée par une allocation x pour chacune des coalitions envisageables S dans N. Pour cet auteur, l'insatisfaction d'une coalition $S \subseteq N$ vis-à-vis d'une allocation x est directement liée à la différence entre : d'un côté, la valeur $v(S)$ obtenue par une coopération restreinte à la seule coalition S, et de l'autre la part des gains $\sum_{i \in S} x_i$ revenant à S lorsque la coopération est menée avec les n agents. Formellement, pour chaque allocation $x \in I(v)$ et chaque coalition $S \subset N$ $(S \neq \varnothing, N)$, l'insatisfaction de S dans x est donc définie par : $e(S,x) = v(S) - \sum_{i \in S} x_i$,

Pour chaque allocation x, la mesure de l'insatisfaction de chacune des coalitions S pouvant être formées dans N donne donc $2^n - 2$ valeurs réelles. Ces valeurs peuvent être rangées par ordre décroissant dans un vecteur noté $e(x) = \{e_1(x), ..., e_{2^n-2}(x)\}$ dont la première composante correspond à l'insatisfaction de la coalition la plus "mécontente"[19]. Cette approche permet de comparer deux allocations x et y : x sera préférée à y si et seulement si le vecteur $e(x)$ est lexicographiquement inférieur[20] à $e(y)$ que l'on note $e(x) \leq_l e(y)$.

Schmeidler (1969) a montré qu'il existe une allocation unique $x^* \in I(v)$ nommée nucléole telle que $e(x^*) \leq_l e(x)$ pour tout $x \in I(v)$. Lorsque le coeur est non vide, le nucléole possède une propriété particulièrement intéressante : il sélectionne systématiquement un élément du coeur. A l'image de Hamlen et al. (1977), nous pouvons signaler que la construction du nucléole présente une certaine analogie avec la théorie de la justice développée par Rawls (1971).

D'un point de vue pratique, Kopelowitz (1967) a montré que le calcul du nucléole peut être obtenu en procédant à la résolution d'une séquence de programmes linéaires. L'algorithme repose sur les idées suivantes. On note Σ^0 l'ensemble des $2^n - 2$ coalitions non vides qui peuvent être

---

[19] A ce stade, il est intéressant de remarquer que l'appartenance d'une allocation x au coeur $C(v)$ se traduit par un vecteur $e(x)$ dont les composantes sont négatives ou nulles.

[20] Ce qui signifie qu'il n'existe pas d'indice $u \in \{1, ..., 2^n - 2\}$ tel que $e_u(x) \geq e_u(y)$ et $e_t(x) = e_t(y)$ pour chaque $t < u$.

formées dans N à l'exception de la grande coalition N. La première étape consiste à rechercher la solution du programme linéaire suivant :

<u>Programme n°4</u>

$$\underset{x_i,\varepsilon}{Min} \quad \varepsilon$$

$$\text{s.c.} \quad \sum_{i=1}^{n} x_i = v(N) \qquad (6)$$

$$\varepsilon + \sum_{i \in S} x_i \geq v(S) \qquad (\forall S \in \Sigma^0) \qquad (7)$$

$$x_i \geq 0 \qquad (\forall i = 1, 2, ..., n)$$

Si la solution du programme est unique, alors l'algorithme est terminé : la solution calculée est le nucléole. Dans le cas contraire, de nouveaux calculs sont nécessaires pour identifier le nucléole parmi l'ensemble des solutions admissibles. Pour cela, on identifie parmi toutes les contraintes de type (7) celles qui sont saturées pour toutes les solutions optimales (cette identification est menée en vérifiant les valeurs prises par les variables duales de chacune de ces contraintes à l'optimum. Une variable duale non nulle traduit la saturation de la contrainte). On note : Σ_1 l'ensemble des coalitions de Σ^0 pour lesquelles les contraintes (7) sont saturées, et Σ^1 l'ensemble des coalitions restantes, c'est-à-dire $\Sigma^1 = \Sigma^0 \setminus \Sigma_1$. On note également e_1 la valeur prise par ε à l'optimum. Un nouveau problème linéaire est alors défini :

<u>Programme n°5</u>

$$\underset{x_i,\varepsilon}{Min} \quad \varepsilon$$

$$\text{s.c.} \quad \sum_{i=1}^{n} x_i = v(N) \qquad (8)$$

$$\sum_{i \in S} x_i = v(S) - e_1 \qquad (\forall S \in \Sigma_1) \qquad (9)$$

$$\varepsilon + \sum_{i \in S} x_i \geq v(S) \qquad (\forall S \in \Sigma^1) \qquad (10)$$

$$x_i \geq 0 \qquad (\forall i = 1, 2, ..., n)$$

Si la solution de ce second programme n'est pas unique, alors on procède à l'identification de l'ensemble Σ_2 des coalitions de Σ^1 dont la contrainte de type (10) est saturée. On en déduit $\Sigma^2 = \Sigma^1 \setminus \Sigma_2$. On forme alors un nouveau programme linéaire en ajoutant au programme précédent un nouvel ensemble des coalitions restantes. On note également e_2 la valeur prise par ε à l'optimum de ce second problème. Un nouveau problème linéaire est alors défini en modifiant le problème précédent pour y introduire des équations similaires à celles de type (9)

mais faisant apparaître les coalitions de Σ_2 et la valeur e_2. Cette procédure est itérée jusqu'à ce que la solution du programme soit unique. Cette solution est le nucléole[21].

ii – Le "per capita nucleolus"

La mesure de l'insatisfaction utilisée dans le schéma du nucléole peut faire l'objet d'un débat. Ainsi, Grotte (1970) a proposé d'utiliser une mesure alternative : l'insatisfaction per capita, c'est-à-dire l'insatisfaction moyenne des joueurs de la coalition S : $e(S,x) = \dfrac{v(S) - \sum_{i \in S} x_i}{|S|}$.

En appliquant le schéma lexicographique précédent, on peut alors définir une allocation unique nommée "*per capita nucleolus*" aussi nommé « *normalized nucleolus* » (Grotte, 1970). Cette allocation appartient également au coeur, lorsqu'il est non vide.

iii – Le "disruptive nucleolus"

Dans ce jeu à 12 joueurs, nous pouvons aisément trouver des allocations qui, bien qu'elles vérifient les conditions d'appartenance au coeur, peuvent difficilement être considérées comme fournissant une solution mutuellement acceptée au problème du partage du gain issu de la coopération. Le Tableau 7 en donne deux illustrations. Ces deux allocations vérifient toutes les contraintes du coeur, cependant il serait surprenant de les voir implémentées car, dans les deux cas, on peut trouver au moins un pays qui ne retirerait aucun gain de la coopération et serait donc parfaitement indifférent au fait de coopérer.

Tableau 7 : exemples d'allocations dans le coeur (en M$)

Trinidad & Tobago	Oman	Qatar	UAE	Algeria	Egypt	Equatorial Guinea	Libya	Nigeria	Brunei	Indonesia	Malaysia	$\sum_{i=1}^{n} x_i$
123,695	20,151	453,897	-	153,649	146,268	2,991	2,149	21,987	0,721	26,958	15,839	968,306
123,592	20,253	452,884	6,935	153,101	147,860	2,322	-	23,488	-	20,855	17,013	968,306

C'est un constat similaire qui a conduit Gately (1974) à proposer la notion de "*propensity to disrupt*". Pour une allocation $x \in C(v)$, la "*propensity to disrupt*" $d(x,S)$ d'une coalition $S \subset N$ $(S \neq \varnothing, N)$ correspond simplement au ratio des pertes subies par $N \setminus S$ sur celles subies par S si la coopération, c'est-à-dire l'allocation x venait à être abandonnée, i.e. :

$$d(x,S) = \frac{\sum_{l \in N \setminus S} x_l - v(N \setminus S)}{\sum_{i \in S} x_l - v(S)}$$

[21] En pratique, le calcul du nucléole a été réalisé à l'aide d'un algorithme itératif directement inspiré de Granot et al. (1998).

Lorsqu'une allocation appartenant au coeur du jeu coopératif tend à rendre une coalition S indifférente à la participation (lorsque $\sum_{i \in S} x_i$ tend vers $v(S)$), la "*propensity to disrupt*" de cette coalition tend vers l'infini. Il peut alors apparaître souhaitable de rechercher les allocations qui minimisent la plus grande des propensions à quitter la coopération parmi toutes les coalitions $S \subset N \quad (S \neq \varnothing, N)$. Cela correspond à la première étape de la recherche du « *disruptive nucleolus* » proposé par Littlechild et Vaidya (1976). Cette allocation unique est calculée en appliquant le schéma du nucléole avec les propensions à quitter la coopération $d(x,S)$ en lieu et place des insatisfactions : $e(S,x)$.

Pour chaque allocation x appartenant à l'ensemble du coeur strict[22], on peut former un vecteur de $\mathbf{R}^{2^n-2}$ noté $d(x) = \{d_1(x),...,d_{2^n-2}(x)\}$ dont les composantes sont les valeurs positives des propensions à quitter la coopération $d(x,S)$ de toutes les coalitions $S \subset N \quad (S \neq \varnothing, N)$ rangées par ordre décroissant. L'allocation x est dite moins "*disruptive*" que l'allocation y si le vecteur $d(x)$ est lexicographiquement inférieur à $d(y)$ que l'on note $d(x) \leq_l d(y)$. Le *disruptive nucleolus* est l'allocation x_{dn} appartenant à l'ensemble du coeur strict telle que $d(x_{dn}) \leq_l d(x)$ pour tout x appartenant à l'ensemble du coeur strict.

Grâce au changement de variable suggéré par Littlechild et Vaidya (1976), le calcul du disruptive nucleolus peut être effectué à l'aide d'une séquence de programmes linéaires similaire à celle présentée précédemment.

4. Les résultats

A partir de la fonction de valeur présentée précédemment, nous pouvons comparer les allocations obtenues avec ces différentes méthodes. Nous supposons que les 12 pays s'engagent à coopérer et partagent le supplément de profit ainsi obtenu : 968,306 M$.

4.1 Les résultats numériques

Ces résultats sont détaillés dans le Tableau 8. Avant d'aller plus loin, remarquons déjà que la contribution marginale, qui mesure le gain tiré par le rattachement de chaque pays à ses $n-1$ autres partenaires impliqués dans le GECF, n'est pas une règle efficiente. Elle ne peut donc pas être retenue. Cependant, l'observation de ces données fournit des indices intéressants sur la contribution relative des différents participants. Celles-ci sont très disparates. Par exemple, avec une contribution marginale de 459,779 M$ (soit 47,5% du gain total $v(N)$), il est clair que l'inclusion du Qatar s'avère très importante pour les $n-1$ autres pays.

[22] C'est-à-dire l'ensemble $\left\{ x \in C(v) : \sum_{i \in S} x_i > v(S), S \subset N, S \neq \varnothing \text{ et } \sum_{i \in N} x_i = v(N) \right\}$.

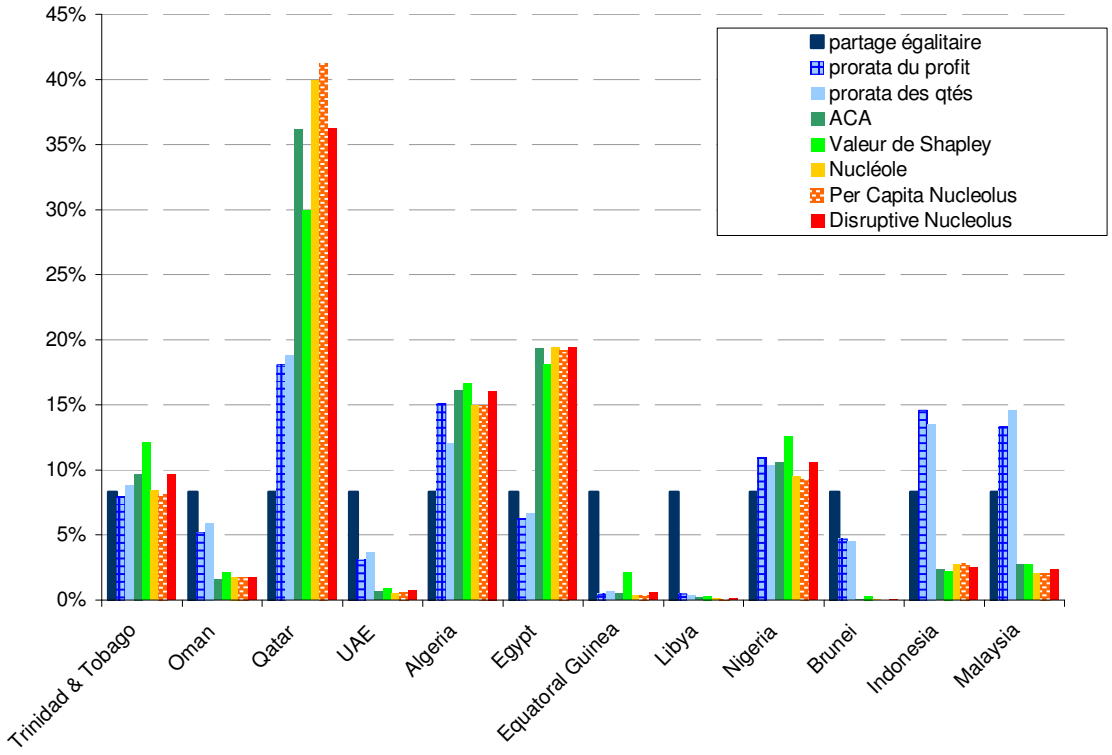
Il est désormais temps d'étudier les autres résultats présentés dans le Tableau 8. Pour faciliter les comparaisons, la Figure 6 illustre, pour chacune des imputations, la part du gain collectif allouée à chaque pays.

Tableau 8 : Allocation des gains aux pays membres du GECF (en M$)

	Contribution marginale	partage égalitaire	prorata du profit	prorata des quantités	ACA	Valeur de Shapley	Nucléole	Per Capita Nucleolus	Disruptive Nucleolus
Trinidad & Tobago	123,695	80,692	76,695	85,793	94,130	117,062	81,577	78,334	93,630
Oman	20,253	80,692	49,784	57,479	15,413	20,445	17,195	16,868	16,541
Qatar	459,779	80,692	174,921	181,938	349,885	289,67	386,845	398,619	351,103
UAE	8,386	80,692	29,809	35,688	6,382	8,332	5,306	5,000	6,832
Algeria	205,191	80,692	146,34	116,613	156,147	161,099	144,886	144,776	155,629
Egypt	245,722	80,692	60,172	64,333	186,991	174,970	188,052	185,307	187,873
Equatorial Guinea	6,663	80,692	4,190	6,712	5,071	20,568	3,604	3,277	5,442
Libya	2,149	80,692	4,750	3,592	1,636	3,051	1,075	0,280	0,922
Nigeria	134,774	80,692	105,591	100,021	102,561	121,775	92,220	89,413	102,845
Brunei	0,721	80,692	45,461	44,197	0,549	3,221	0,360	0,060	0,313
Indonesia	30,113	80,692	141,207	131,124	22,916	21,738	27,055	26,728	24,594
Malaysia	34,99	80,692	129,387	140,814	26,627	26,377	20,132	19,643	22,581
TOTAL	*1272,43*	*968,306*	*968,306*	*968,306*	*968,306*	*968,306*	*968,306*	*968,306*	*968,306*

A ce stade, un premier commentaire naïf s'impose : les méthodes proportionnelles conduisent à des résultats significativement différents de ceux obtenus avec les autres méthodes. Ces différences sont particulièrement importantes pour des grands exportateurs de gaz comme le Qatar, l'Indonésie et la Malaisie. Avec les méthodes proportionnelles, la part des gains laissée au Qatar n'est clairement pas en ligne avec son importance (cf. notre discussion sur la contribution marginale du Qatar). Inversement, ces allocations conduisent à des gains très importants pour les exportateurs du Sud Est asiatique (Malaisie, Indonésie).

Figure 6 : Comparaison des répartitions du gain obtenues avec les différentes méthodes



Les résultats obtenus avec les méthodes inspirées par le nucléole présentent certaines similarités. Ainsi dans cet exemple, toutes trois aboutissent à un classement des pays par gains décroissants identique : 1, Qatar; 2, Egypte; 3, Algérie, 4, Nigeria; 5, Trinidad & Tobago; 6, Indonésie; 7, Malaisie; 8, Oman; 9, UAE; 10, Guinée Equatoriale; 11, Libye et 12, Brunei. Par ailleurs, les résultats du partage obtenu avec le nucléole sont sensiblement identiques à ceux obtenus avec ceux du *per capita nucleolus*.

Il est désormais temps de vérifier si ces méthodes vérifient, ou non, quelques propriétés souhaitables pour le partage.

4.2 Les propriétés des méthodes

Toutes les règles présentées dans le Tableau 8 sont efficientes par construction excepté celle de la contribution marginale. Toutes ces règles vérifient également la rationalité individuelle stricte puisque les gains sont tous strictement positifs. Il reste encore à vérifier si ces règles appartiennent ou non au coeur.

Rationalité collective

Avant de nous lancer dans une vérification fastidieuse sur chacune des 4096 coalitions, il peut être intéressant de nous attarder un instant sur les observations suivantes. Une simple observation des contributions marginales (Tableau 8) suffit à disqualifier quelques allocations. Avec les

méthodes proportionnelles, certains participants (par exemple : Oman, Libye, Brunei, Indonésie et Malaisie) recevraient un gain supérieur à leur contribution marginale. En pareil cas, une simple manipulation arithmétique suffit à démontrer que la coopération n'est pas rationnelle pour la coalition complémentaire $N \setminus \{i\}$ formée par les $n-1$ autres pays[23]. De même, la valeur de Shapley n'appartient pas au coeur. Avec cette méthode, aucune des 4 coalitions complémentaires à Oman, à la Libye, à Brunei ou à la Guinée Equatoriale ne trouverait rationnel de coopérer. En revanche, cette vérification n'est pas nécessaire pour les allocations qui reposent sur le schéma du nucléole : le cœur étant non vide, ces règles vérifient, par construction, l'appartenance au coeur.

Tableau 9 : Appartenance au coeur des allocations

	partage égalitaire	pro-rata du profit	pro-rata des qtés	ACA	Valeur de Shapley	Nucléole	Per Capita Nucleolus	Disruptive Nucleolus
appartenance au coeur ?	Non	Non	Non	Non	Non	Oui	Oui	Oui
Nombre de coalitions susceptibles de faire sécession ?	981	756	748	2	52	0	0	0

Les résultats de la vérification sont présentés dans le Tableau 9. Ils illustrent que le partage incitatif des gains collectifs obtenus par le GECF soulève un problème intéressant qui n'est pas nécessairement aisé à régler à l'aide de méthodes simples. En effet, seules les méthodes inspirées par le schéma du nucléole, c'est-à-dire le nucleole, le *per capita nucleolus* et le *disruptive nucleolus* vérifient le critère de la rationalité collective.

<u>*Monotonie*</u>

Puisque l'appartenance au coeur parait essentielle pour garantir l'incitation à la coopération au sein du GECF, seules ces trois méthodes : le nucléole, le *per capita nucleolus* et le *disruptive nucleolus* semblent acceptables. Peut-on aller plus loin en exigeant que la méthode sélectionnée vérifie un critère supplémentaire ?

Il est fréquent que les négociations liées au partage du gain coopératif interviennent avant même que ce gain se soit matérialisé. C'est notamment le cas lorsque la négociation concerne un accord qui porte sur des flux futurs : un exportateur n'acceptera de coopérer qu'à la condition qu'il sache à l'avance quel sera le montant du gain à venir. En pratique, des erreurs de prévision peuvent émailler cette anticipation. On peut par exemple obtenir une valeur $\bar{v}(N)$ inférieure à celle utilisée $v(N)$ pour le calcul du partage du gain. En pareil cas, il est difficilement admissible que la règle d'allocation puisse conduire un pays à bénéficier d'une réduction du gain tiré de la coopération (ce qui est le cas si le gain obtenu avec $\bar{v}(N)$ est supérieur à celui obtenu avec $v(N)$). Cette exigence correspond à une propriété de monotonie par rapport à la valeur de l'agrégat proposée par Meggido (1974).

[23] Si $x_i > v(N) - v(N \setminus \{i\})$ et si x est une allocation efficiente, alors $v(N \setminus \{i\}) > \sum_{j \in N \setminus \{i\}} x_j$.

La définition de la "*monotonie par rapport à l'agrégat*" proposée ici est celle de Young (1985, p.17)[24]. Une allocation $x \in \mathbf{R}^n$ est dite *monotone par rapport à l'agrégat* si pour tout v, $\bar{v}$ et N, les allocations $x(v)$ et $x(\bar{v})$ calculées respectivement avec v et $\bar{v}$ vérifient :

$$v(N) \geq \bar{v}(N) \text{ et } v(S) = \bar{v}(S) \text{ pour tout } S \underset{\neq}{\subset} N$$

$$\text{implique } x_i(v) \geq x_i(\bar{v}) \text{ pour tout } i \in N$$

A titre d'illustration, supposons que le gain tiré de la coopération soit réduit de 720 939 $ par rapport au calcul précédent, au point d'atteindre : 967,585 M$. De nouveaux calculs sont menés (cf. Tableau 10).

Tableau 10 : Comparaison des allocations obtenues avec un gain réduit par rapport aux allocations initiales (en M$).

	Nucléole	Per Capita Nucleolus	Disruptive Nucleolus
Trinidad & Tobago	81,640	78,274	93,272
Oman	17,099	16,808	16,590
Qatar	386,698	398,559	352,420
UAE	5,232	4,940	6,447
Algeria	145,232	144,716	155,340
Egypt	187,942	185,247	187,977
Equatorial Guinea	3,509	3,217	4,974
Libya	0,714	0,220	0,904
Nigeria	92,378	89,353	102,528
Brunei	-	-	-
Indonesia	26,959	26,668	25,017
Malaysia	20,180	19,583	22,116
TOTAL	*967,585*	*967,585*	*967,585*

On peut alors comparer ces allocations à celles calculées précédemment (cf. Tableau 8). Avec la règle du nucléole, Trinidad & Tobago, Algérie, Nigeria et la Malaisie perçoivent un gain supérieur lorsque le gain collectif est inférieur. Ce constat n'est pas surprenant : la non monotonie du nucléole est un résultat connu dont la démonstration est due à Megiddo (1974). Un constat similaire peut être formulé concernant la non monotonie de la règle du disruptive nucleolus. Il suffit d'observer les parts de gains dévolues à Oman, Qatar, Égypte. En revanche, les résultats obtenus avec la règle du *per capita nucleolus* sont compatibles avec une hypothèse de monotonie par rapport à l'agrégat. Ceci n'est pas surprenant car Young et al. (1980) ont prouvé que la règle du *per capita nucleolus* vérifie cette propriété.

De toutes les méthodes envisagées dans ce document, seule celle du *per capita nucleolus* vérifie donc à la fois l'appartenance au cœur et la monotonie par rapport à l'agrégat.

[24] Notons que Young (1985, p.17) propose également une définition plus générale (mais aussi plus restrictive) de la monotonie.

4.3 Discussion : le coût de la coordination

Dans tout ce qui précède nous avons supposé que la coordination via le GECF s'effectuait à coût nul. L'intégralité de la valeur générée par la coopération est alors rétrocédée aux participants. Cette hypothèse correspond bien à la situation d'un GECF infantile aux structures indéfinies. Cependant, il est fortement probable que la recherche de cette politique de coopération soit coûteuse. Pour s'en convaincre, il suffit d'observer que la coordination des politiques menées au sein d'une organisation telle que l'OPEP, présente un coût[25]. Dans le cas du GECF, les décisions prises lors de la réunion du GECF d'avril 2005 laissent augurer un coût de coordination non nul, noté ω : création d'un Liaison Office basé au Qatar (Wagbara, 2007, p. 1227), lancement d'un grand projet visant à la construction d'un modèle économique détaillé de prévision de l'équilibre offre demande (Hallouche, 2006, p. 15)...

Dans ce contexte, deux questions émergent :

- En quoi l'existence d'un coût de coordination $\omega > 0$ peut t'elle impacter le partage du gain ?
- Quel est le coût maximal, noté $\overline{\omega}$, qui peut être consenti par les participants sans remettre en cause l'intérêt de cette coopération via le GECF ?

<u>*Incidence sur le partage*</u>

Il est intéressant de regarder l'incidence de ce coût de coordination sur la règle du *per capita nucleolus* qui a été sélectionnée dans les parties précédentes. Il suffit pour cela de considérer le jeu $\left(N,\overline{v}\right)$ où la valeur $\overline{v}$ est définie de la sorte : $\overline{v}\left(N\right)=v\left(N\right)-\omega$ et $v\left(S\right)=\overline{v}\left(S\right)$ pour tout $S \underset{\neq}{\subset} N$. L'étude de Young et al. (1980) montre que la règle du *per capita nucleolus* présente une propriété intéressante : le partage des gains de la coopération $x\left(\overline{v}\right)$ peut être effectué en deux étapes en considérant successivement :

- d'abord le jeu $\left(N,v\right)$, avec un coût de coordination nul, pour lequel le partage $x\left(v\right)$ des gains tirés de la coopération $v\left(N\right)$ est basé sur la méthode du *per capita nucleolus*,
- puis un partage égalitaire des coûts de coordination : $\omega/12$.

L'allocation $x_i\left(\overline{v}\right)$ revenant à chaque individu i est alors : $x_i\left(\overline{v}\right)=x_i\left(v\right)-\dfrac{\omega}{12}$ (Young et al., 1980). La règle du *per capita nucleolus* est compatible avec un partage égalitaire des coûts de coordination.

Au passage, nous pouvons signaler que l'idée d'employer pour le GECF une organisation institutionnelle inspirée de celle de l'OPEP est fréquemment évoquée par les observateurs. Or, le

[25] Dans le cas de l'OPEP, la coordination est assurée par un Secrétariat Général basé à Vienne.

coût de fonctionnement de l'OPEP est partagé égalitairement entre les pays membres (OPEC Statute, 2008, art. 37, p.21). Le schéma du nucléole per capita est donc compatible avec cette organisation.

Le coût de coordination maximal

Il est aisé de calculer le montant maximal qui peut être consenti à la coordination sans remettre en cause l'existence d'une incitation individuelle et collective à la coopération (c'est à dire l'existence d'un coeur non-vide). A l'aide d'un programme linéaire, on peut alors rechercher le coût de coordination maximal $\overline{\omega}$ compatible avec l'existence d'un coeur non vide pour le jeu $\left(N,\overline{v}\right)$:

Programme n°6

$$\overline{\omega} = \underset{x_i,\omega}{Max} \quad \omega$$

$$\text{s.c.} \quad \omega + \sum_{i=1}^{n} x_i = v\left(N\right)$$

$$\sum_{i\in S} x_i \geq v\left(S\right) \qquad \left(\forall S \subset N, S \neq N\right)$$

$$\omega \geq 0\ ,\ \ x_i \geq 0\ , \qquad \left(\forall i = 1,2,...,n\right)$$

Avec les hypothèses précédentes, le calcul donne un coût de coordination maximal $\overline{\omega}$ particulièrement faible de $ 720 939. Toute valeur supérieure se traduirait par la vacuité du coeur. L'exploitation des résultats de ce problème linéaire nous montre qu'il s'agit en fait de la valeur incrémentale d'une coalition réduite à un seul élément : Brunei. Si le coût de coordination devenait supérieur à ce montant, la création du GECF (et donc l'apparition du coût de coordination associé) serait non incitative pour les 11 autres pays qui pourraient préférer une coordination réduite à ces 11 pays en vue de dégager la valeur $v\left(N\setminus\left\{Brunei\right\}\right)$.

Bien sûr, la forme retenue pour les coûts de coordination peut sembler caricaturale (ils ne se manifestent que lorsque la coalition comporte 12 participants mais sont supposés nuls pour des accords impliquant des sous groupes de 11 exportateurs). Cependant, ce montant, extrêmement modeste, suggère qu'un simple coût de coordination peut être suffisant pour annihiler tout espoir de bâtir une coopération logistique incitative (pour les individus comme pour tout sous groupe de pays). En conséquence, la faisabilité d'un GECF associant 12 pays dans un but unique de rationalisation logistique paraît peu vraisemblable...

Conclusions

Les débats relatifs à l'émergence d'un cartel gazier rencontrent un écho considérable. Ce sujet a d'ailleurs suscité l'apparition d'une importante littérature qui repose généralement sur une argumentation géopolitique. Cet article propose une nouvelle approche, **fondée sur un traitement économique et exclusivement analytique**. L'objet étudié concerne la faisabilité d'une association d'exportateurs de GNL. Il s'agit d'analyser plus particulièrement la rationalité d'une hypothèse souvent avancée par les observateurs industriels : **l'idée d'une coopération logistique n'exerçant aucun pouvoir de marché**.

La modélisation développée dans ce papier a permis d'illustrer le caractère collectivement profitable de cette coopération logistique qui se traduirait par un raccourcissement de la longueur des chaînes d'approvisionnement. Les calculs suggèrent un gain collectif de près de 1 milliard de dollars par an. Mais, les résultats indiquent aussi que **la création de cette coopération ne sera pas spontanée** : pour certains pays, l'adhésion ne peut être envisagée qu'à la condition de mettre en place **un partage du gain collectif** ce qui implique de trouver un accord unanimement accepté sur la méthode de partage.

Nous avons donc adopté une hypothèse forte et considéré que le profit présente un caractère d'utilité transférable. Le problème du partage a alors été **formulé à l'aide des concepts développés en théorie des jeux coopératifs** à utilité transférable. De nombreuses règles de partage de gain ont été envisagées (méthodes de partage naïves, valeur de Shapley, méthodes inspirées du nucléole). Comme toujours en théorie des jeux coopératifs, le choix d'une allocation doit être guidé par l'examen de ses propriétés. Dans le cas présent, deux propriétés paraissent importantes : (1) l'appartenance au cœur, qui assure la participation rationnelle de tous les sous groupes à la grande coalition et (2) la monotonie par rapport à l'agrégat. Parmi les méthodes classiques mises en oeuvre dans cet article, une seule : le nucléole per capita, vérifie ces deux critères. Le jeu coopératif a beau être superadditif et présenter un coeur non vide et non réduit à un seul élément**, le choix d'une méthode de partage adaptée s'avère finalement assez restreint**... C'est indéniable, la méthode du nucléole per capita est subtile. D'un point de vue pratique, il serait surprenant qu'une négociation sur le partage des gains collectifs menée par des praticiens de l'industrie aboutisse spontanément à un tel schéma.

Qui plus est, il est clair que la coordination des politiques d'exportation de douze pays si différents n'est pas une tâche aisée. Il est donc très probable que la coopération engendrera un **coût de coordination**. Nous nous sommes donc employés à rechercher la valeur maximale susceptible d'être prise par ce coût de coordination sans remettre en cause l'existence d'une règle de partage incitative, appartenant au coeur du jeu coopératif[26]. Cette valeur correspond au coût de coordination maximal susceptible d'être toléré par cette coopération de douze exportateurs de GNL. Sur ce point, il est vrai que l'analyse proposée dans cet article est restée rustique. Néanmoins, les résultats suggèrent un **montant ridiculement faible** qui nous conduit à émettre **quelques doutes sur la faisabilité d'une action de coopération menée sans exercice de pouvoir de marché.**

[26] Ceci nous garanti que la coopération au sein de la grande coalition sera toujours préférée à n'importe quelle coopération logistique coordination restreinte à un sous-groupe d'exportateurs.

Bien sûr, on peut objecter que l'approche retenue ici reste simpliste. Ainsi, de nombreuses contraintes techniques n'ont pas été prises en compte : différences de taille des navires, contraintes sur leur redéploiement (contraintes d'accès aux ports...). En outre, le cadre retenu reste celui d'un modèle statique, simple, calibré sur l'année 2007. Or, certains pays non représentés ici nourrissent de réelles ambitions en matière d'exportation de gaz naturel sous forme GNL; par exemple : la Russie, l'Iran, le Venezuela... Un cadre dynamique, plus complexe, pourrait être indispensable pour créer les conditions d'une coopération capable d'assimiler l'arrivée de ces nouveaux exportateurs. Néanmoins, nous avons vu que le partage des gains entre douze joueurs dans un cadre statique pouvait être assez subtil. Il serait surprenant que ce problème du partage des gains se trouve simplifié dans un cadre dynamique impliquant davantage de joueurs. Puisque **l'argument d'une rationalisation logistique qui n'influerait ni le prix, ni les quantités importées semble peu convaincant**, le soupçon peut planer sur les objectifs d'un rassemblement d'exportateurs de GNL. Dans ces conditions, l'hypothèse de la recherche d'un pouvoir de marché mériterait d'être considérée dans de futures recherches.

Bibliographie

Boots M.G., Rijkers F.A.M., Hobbs B.F., 2004. Trading in the downstream European gas market: a successive oligopoly approach. Energy Journal 25(3), 73–102.

BP, 2008. BP Statistical Review of World Energy. BP, London.

Cremer J., Weitzman M., 1976. OPEC and the Monopoly Price of World Oil. European Economic Review 8, 155-164.

Dantzig, G. B. 1951. Application of the simplex method to a transportation problem. In Koopmans, T. C. (ed.), Activity Analysis of Production and Allocation, John Wiley& Sons:NY; 1951. 359-373.

DTI, 2005. UK Capability in the LNG Global Market. Department of Trade and Industry, Energy Technologies and Industries Unit. London.

Egging R., Gabriel S.A., Holz F., Zhuang J., 2008. A complementarity model for the European natural gas market. Energy Policy 36(7), 2385-2414.

Engevall S., Göthe-Lundgren M., Värbrand P., 1998. The traveling salesman game: An application of cost allocation in a gas and oil company. Annals of Operations Research 82(1), 453-472.

Faulhaber G.R., 1975. Cross-subsidization: pricing in public enterprises. American Economic Review 65(5), 966-977.

Finon D., 2007. Russia and the "Gas-OPEC". Real or Perceived Threat? IFRI Russia/NIS Center, Paris.

Finon D., Locatelli C., 2008. Russian and European gas interdependence: Could contractual trade channel geopolitics? Energy Policy 36, 423–442.

Flood M. M., 1954. Application of Transportation Theory to Scheduling a Military Tanker Fleet. Journal of the Operations Research Society of America 2(2), 150-162.

Gately D., 1974. Sharing the games from regional cooperation: a game theoretic application to planning investment in electric power. International Economic Review 15, 195-208.

GIIGNL, 2008. The LNG Industry. GIIGNL, Paris.

Gillies, D.B. (1953) "Some theorems on n-Person games". Ph.D. Thesis, Princeton.

Giraud A., Boy de la Tour X. Géopolitique du Pétrole et du Gaz. Editions Technip: Paris; 1987.

Golombek R., Gjelsvik E., Rosendahl K.E., 1995. Effects of liberalizing the natural gas markets in Western Europe. Energy Journal 16, 85–111.

Granot, D., F. Granot, Zhu W.R., 1998. On Characterization Sets for the Nucleolus, International Journal of Game Theory 27, 359-374.

Greaker M, Lund Sagen E., 2008. Explaining experience curves for new energy technologies: A case study of liquefied natural gas. Energy Economics 30, 2899–2911

Grotte, J.H., 1970. Computation of and Observations on the Nucleolus, and the Central Games. M.Sc. Thesis, Cornell University.

Hallouche H., 2006. The Gas Exporting Countries Forum: Is it really a Gas OPEC in the Making, Oxford Institute for Energy Studies, NG 13, Oxford.

Hamlen S., Hamlen J., Tschirhart W., 1977. The Use of Core-Theory in Joint Cost Allocation. The Accounting Review 52(3), 616-27.

Hartley P., Medlock. K.B., 2006. Political and economic influences on the future world market for natural gas. In Victor, D.G., Jaffe, A.M., Hayes, M. H. (Eds), Natural Gas and Geopolitics: From 1970 to 2040, chapter 12, Cambridge University Press; 2006.

Hayes M. H., Victor D. G., 2006. Politics, Markets and the Shift to Gas: Insights from the Seven Historical Case Studies. In Victor, D.G., Jaffe, A.M., Hayes, M. H. (Eds), Natural Gas and Geopolitics: From 1970 to 2040, chapter 10, Cambridge University Press; 2006.

Holz F., Hirschhausen C.v., Kemfert C., 2008. A Strategic Model of European Gas Supply (GASMOD), Energy Economics 30(3), 766–788.

Jaffe A.M., Soligo R. 2006. Market Structure in the New Gas Economy: Is Cartelization Possible? In Victor, D.G., Jaffe, A.M., Hayes, M. H. (Eds), Natural Gas and Geopolitics: From 1970 to 2040, chapter 11, Cambridge University Press; 2006.

Jensen J.T., 2003. The LNG revolution. The Energy Journal 24 (2), 14-58.

Kantorovich L. V., 1960. Mathematical Methods of Organizing and Planning Production. Management Science 6(4), 366-422.

Kattuman P.A., Green R.J., Bialek J.W., 2004. Allocating electricity transmission costs through tracing: a game-theoretic rationale. Operations Research Letters 32 (2), 114-120.

Koopmans T., 1949. Optimum Utilization of the Transportation System. Econometrica 17, 136-145.

Kopelowitz A., 1967. Computation of the kernels of simple games and the nucleolus of n-person games. RM-131, Mathematics Department, The Hebrew University of Jerusalem, Israel.

Littlechild S.C., Vaidya K.G., 1976. The propensity to disrupt and the disruption nucleolus of a characteristic function game. International Journal of Game Theory 5, pp. 151–161.

Mandil C., 2008. Interview by the Challenges magazine's website published in "Bientôt une OPEP du gaz" an article posted on 22nd September 2008;

http://www.challenges.fr/actualites/finance_et_marches/20080922.CHA6616/bientot_une_opep_du_gaz_.html

Mathiesen L., Roland K., Thonstad K., 1987. The European Natural Gas Market. Degrees of Market Power on the Selling Side. In Golombek and Hoel (eds.), Natural Gas Markets and Contracts, North Holland Publ. Co., Amsterdam, 1987.

Mazighi A. E. H., 2003. An examination of the international natural gas trade, OPEC Review 27 (4), 313-329.

Megiddo N., 1974. On the nonmonotonicity of the bargaining set, the kernel, and the nucleolus of a game. SIAM Journal of Applied Mathematics 27, 355-358.

OME. Assessment of Internal and External Gas Supply Options for the EU - Evaluation of the Supply Costs of New Natural Gas Supply Projects to the EU and an Investigation of Related Financial Requirements and Tools. Observatoire Méditerranéen de l'Energie: Sophia-Antipolis; 2001.

OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries). OPEC Statute 2008, OPEC Secretariat: Vienna; 2008.

Percebois J. L'économie de l'énergie, Editions Economica: Paris; 1989.

Percebois J., 2008. The supply of natural gas in the European Union—strategic issues, OPEC Energy Review 32 (1), 33-53

Pindyck R.S., 1978. Gains to Producers from the Cartelization of Exhaustible Resources, The Review of Economics and Statistics 60(2), 238-251.

Pierru A., 2007. Allocating the CO2 emissions of an oil refinery with Aumann–Shapley prices. Energy Economics 29(3), 563-577.

Rawls J. A Theory of Justice. Harvard University Press: Cambridge; 1971.

Schmeidler D., 1969. The nucleolus of a characteristic function game. SIAM Journal on applied mathematics 17, 1163-1170.

Shapley, L.S., 1953. A Value for n-Person Games. In Kuhn, H.W. and Tucker, A.W. (eds.) Contributions to the Theory of Games, n. II, Annals of Math. Studies, 28. Princeton University Press; 1953. pp. 307-317.

Tijs S. H., Driessen T. S. H., 1986. Game Theory and Cost Allocation Problems, Management Science 32(8), 1015-1028.

Tönjes C., de Jong J. Perspectives on security of supply in European natural gas markets, CIEP, Clingendael Institute:The Hague; 2007.

Wagbara O.N., 2007. How would the gas exporting countries forum influence gas trade? Energy Policy 35(2), 1224-1237.

Wolak F.A., Kolstad C.D., 1988. Measuring Relative Market Power in the Western US Coal Market Using Shapley Values. Resources and Energy 10, 293-314.

Yepes Rodríguez R., 2008. Real option valuation of free destination in long-term liquefied natural gas supplies. Energy Economics 30(4), 1909-1932.

Yergin D., Stoppard M., 2003. The next prize. Foreign Affairs 82(6), 103-114.

Young H.P., Okada N., Hashimoto T., 1980. Cost Allocation in Water Resources Development. A Case Study of Sweden. IIASA Research report, Laxenburg.

Young H.P., 1985. Methods and principles of cost allocation. In. H. Young. (Ed.) Cost Allocation: Method, principles, applications. North-Holland: Amsterdam; 1985.

ANNEXE

Tableau 11: flux de GNL $\overline{Q_{ij}^{2007}}$ provenant des pays du GECF en 2007 (Gm^3) – Source : BP Statistical Review 2008

to	North America				Europe								Asia					
From	US	Mexico	Dominican Republic	Puerto Rico	Belgium	France	Greece	Italy	Portugal	Spain	Turkey	United Kingdom	China	India	Japan	South Korea	Taiwan	Total Export
Trinidad & Tobago	12,76	0,62	0,36	0,74	0,07	0,06	-	-	-	2,09	0,06	0,39	-	0,21	0,57	0,22	-	-
Oman	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,12	-	-	-	0,21	4,81	6,74	0,21	**12,16**
Qatar	0,52	-	-	-	2,75	-	-	-	-	4,45	-	0,27	-	8,27	10,87	10,79	0,57	**38,49**
UAE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,07	7,41	0,07	-	-
Algeria	2,11	-	-	-	0,35	7,85	0,5	2,43	-	4,32	4,45	0,64	0,42	0,44	0,78	0,24	0,14	**24,67**
Egypt	3,24	0,99	-	-	-	1,21	0,31	-	-	4,04	0,08	0,16	-	0,07	1,62	1,48	0,41	**13,61**
Equatorial Guinea	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,36	-	0,56	**1,42**
Libya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,76	-	-	-	-	-	-	-	**0,76**
Nigeria	2,69	0,56	-	-	-	3,78	-	-	2,31	8,33	1,42	-	0,08	0,64	0,88	0,24	0,23	**21,16**
Brunei	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,57	0,78	-	**9,35**
Indonesia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,07	5,12	4,55	**27,74**
Malaysia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,07	17,65	8,15	3,92	**29,79**
Total imports	**21,82**	**2,17**	**0,36**	**0,74**	**3,17**	**12,9**	**0,81**	**2,43**	**2,31**	**24,11**	**6,01**	**1,46**	**0,57**	**9,98**	**71,59**	**33,83**	**10,59**	**204,85**

Tableau 12: exemple de politique optimale q^* (Gm^3)

to	North America				Europe								Asia					
From	US	Mexico	Dominican Republic	Puerto Rico	Belgium	France	Greece	Italy	Portugal	Spain	Turkey	United Kingdom	China	India	Japan	South Korea	Taiwan	Total Export
Trinidad & Tobago	14,88	2,17	0,36	0,74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**18,15**
Oman	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-,57	2,43	-	9,16	-	**12,16**
Qatar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,9	-	10,59	**38,49**
UAE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,55	-	-	-	**7,55**
Algeria	-	-	-	-	-	9,26	-	-	-	15,41	-	-	-	-	-	-	-	**24,67**
Egypt	-	-	-	-	-	3,64	0,81	1,67	-	-	6,01	-	-	-	1,48	-	-	**13,61**
Equatorial Guinea	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,42	-	-	-	-	-	-	-	**1,42**
Libya	-	-	-	-	-	-	-	0,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0,76**
Nigeria	6,94	-	-	-	3,17	-	-	-	2,31	7,28	-	1,46	-	-	-	-	-	**21,16**
Brunei	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,35	-	-	**9,35**
Indonesia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,74	-	-	**27,74**
Malaysia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,12	24,67	-	**29,79**
Total imports	**21,82**	**2,17**	**0,36**	**0,74**	**3,17**	**12,9**	**0,81**	**2,43**	**2,31**	**24,11**	**6,01**	**1,46**	**0,57**	**9,98**	**71,59**	**33,83**	**10,59**	**204,85**

Tableau 13 : distances d_{ij} en kilomètres - Sources : GIIGNL, Barry Rogliano Salles et estimations des auteurs.

to / From	North America				Europe								Asia				
	US	**Mexico**	**Dominican Republic**	**Puerto Rico**	**Belgium**	**France**	**Greece**	**Italy**	**Portugal**	**Spain**	**Turkey**	**United Kingdom**	**China**	**India**	**Japan**	**South Korea**	**Taiwan**
Trinidad & Tobago	3130	4074	1037	1258	7214	6945	9743	7977	6300	6328	10640	7114	14816	15609	16501	17505	18842
Oman	14042	16607	13380	13142	10892	7701	4469	7438	8430	7888	4389	11171	7799	1408	11232	9816	8740
Qatar	17613	20178	16951	16713	11625	8490	5492	8227	9830	8723	5412	11905	9060	2289	11449	11077	9371
UAE	17478	20043	16816	16578	11575	8382	5358	8119	9780	8588	5278	11855	9260	2200	11649	11277	9571
Algeria	6799	9364	6137	5899	2871	741	1704	845	1076	209	2600	3102	15098	8843	16783	17172	15423
Egypt	9680	12245	9019	8780	5886	2658	1000	2517	4091	2761	1119	5986	11938	6062	14592	14012	12638
Equatorial Guinea	10053	11894	8875	8500	8253	7501	10253	7870	6458	6351	10403	8353	17594	13171	19981	19235	17885
Libya	8897	11462	8235	7997	4963	1982	2030	1769	3169	1978	2130	5195	13383	7062	16114	15457	13927
Nigeria	9667	11508	8600	8300	8123	7371	9219	7740	6328	6221	9369	8223	17275	13062	19635	19176	17483
Brunei	20435	23000	19773	19535	14670	11479	8455	11216	12875	11545	8375	14949	2778	3895	4426	3730	3769
Indonesia	23154	25719	22492	22254	17388	14186	11173	13934	15594	14264	11093	17668	2852	6584	4095	3784	2695
Malaysia	22133	24698	21472	21233	16368	13177	10153	12914	14573	13244	10073	16648	2778	5593	3984	3100	2500

Tableau 14: coût unitaires de transport T_{ij} ($/1000m3)

to / From	North America				Europe								Asia				
	US	**Mexico**	**Dominican Republic**	**Puerto Rico**	**Belgium**	**France**	**Greece**	**Italy**	**Portugal**	**Spain**	**Turkey**	**United Kingdom**	**China**	**India**	**Japan**	**South Korea**	**Taiwan**
Trinidad & Tobago	25,24	29,76	15,29	16,33	44,89	43,59	57,23	48,6	40,47	40,61	61,62	44,41	82,32	86,29	90,77	95,82	102,59
Oman	77,87	90,67	74,59	73,41	62,32	46,77	31,21	45,49	50,31	47,67	30,82	63,69	47,24	16,64	63,99	57,05	51,81
Qatar	95,4	108,36	92,08	90,89	65,65	50,34	35,88	49,07	56,86	51,47	35,49	67,02	53,11	20,61	64,78	62,96	54,63
UAE	94,88	107,84	91,56	90,37	65,54	49,95	35,35	48,67	56,75	50,94	34,97	66,92	54,21	20,29	65,91	64,08	55,73
Algeria	42,52	54,98	39,33	38,18	23,69	13,59	18,15	14,08	15,18	11,09	22,4	24,79	83,27	52,44	91,71	93,66	84,9
Egypt	56,92	69,54	53,68	52,52	38,47	22,99	15,11	22,32	29,84	23,48	15,67	38,95	68,02	39,32	81,2	78,31	71,49
Equatorial Guinea	58,48	67,52	52,72	50,9	49,69	46,04	59,46	47,83	41	40,48	60,19	50,18	95,95	73,84	108,04	104,25	97,42
Libya	52,72	65,33	49,57	48,35	33,8	19,57	19,79	18,55	25,21	19,55	20,27	34,91	74,89	43,92	88,51	85,22	77,59
Nigeria	56,59	65,63	51,38	49,92	49,06	45,41	54,4	47,2	40,37	39,85	55,14	49,55	94,35	73,3	106,28	103,95	95,39
Brunei	110,02	123,13	106,65	105,44	81	65,21	50,43	63,92	72,09	65,54	50,04	82,39	23,14	28,46	31	27,68	27,86
Indonesia	123,39	136,61	120	118,78	94,13	78,16	63,31	76,91	85,15	78,54	62,91	95,53	23,18	41,02	29,09	27,61	22,44
Malaysia	120,83	134,16	117,42	116,19	91,36	75,32	60,31	74,01	82,32	75,66	59,91	92,77	24,41	37,99	30,21	25,96	23,08

Déjà parus

CEG-1. D. PERRUCHET, J.-P. CUEILLE,
Compagnies pétrolières internationales : intégration verticale et niveau de risque.
Novembre 1990

CEG-2. C. BARRET, P. CHOLLET,
Canadian gas exports: modeling a market in disequilibrium.
Juin 1990

CEG-3. J.-P. FAVENNEC, V. PREVOT,
Raffinage et environnement.
Janvier 1991

CEG-4. D. BABUSIAUX,
Note sur le choix des investissements en présence de rationnement du capital.
Janvier 1990

CEG-5. J.-L. KARNIK,
Les résultats financiers des sociétés de raffinage distribution en France 1978-89.
Mars 1991

CEG-6. I. CADORET, P. RENOU,
Élasticités et substitutions énergétiques : difficultés méthodologiques.
Avril 1991

CEG-7. I. CADORET, J.-L. KARNIK,
Modélisation de la demande de gaz naturel dans le secteur domestique : France, Italie, Royaume-Uni 1978-1989.
Juillet 1991

CEG-8. J.-M. BREUIL,
Émissions de SO2 dans l'industrie française : une approche technico-économique.
Septembre 1991

CEG-9. A. FAUVEAU, P. CHOLLET, F. LANTZ,
Changements structurels dans un modèle économétrique de demande de carburant.
Octobre 1991

CEG-10. P. RENOU,
Modélisation des substitutions énergétiques dans les pays de l'OCDE.
Décembre 1991

CEG-11. E. DELAFOSSE,
Marchés gaziers du Sud-Est asiatique : évolutions et enseignements.
Juin 1992

CEG-12. F. LANTZ, C. IOANNIDIS,
Analysis of the French gasoline market since the deregulation of prices.
Juillet 1992

CEG-13. K. FAID,
Analysis of the American oil futures market.
Décembre 1992

CEG-14. S. NACHET,
La réglementation internationale pour la prévention et l'indemnisation des pollutions maritimes par les hydrocarbures.
Mars 1993

CEG-15. J.-L. KARNIK, R. BAKER, D. PERRUCHET,
Les compagnies pétrolières : 1973-1993, vingt ans après.
Juillet 1993

CEG-16. N. ALBA-SAUNAL,
Environnement et élasticités de substitution dans l'industrie ; méthodes et interrogations pour l'avenir.
Septembre 1993

CEG-17. E. DELAFOSSE,
Pays en développement et enjeux gaziers : prendre en compte les contraintes d'accès aux ressources locales.
Octobre 1993

CEG-18. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,*
L'industrie du raffinage dans le Golfe arabe, en Asie et en Europe : comparaison et interdépendance.
Octobre 1993

CEG-19. S. FURLAN,
L'apport de la théorie économique à la définition d'externalité.
Juin 1994

CEG-20. M. CADREN,
Analyse économétrique de l'intégration européenne des produits pétroliers : le marché du diesel en Allemagne et en France.
Novembre 1994

CEG-21. J.L. KARNIK, J. MASSERON,*
L'impact du progrès technique sur l'industrie du pétrole.
Janvier 1995

CEG-22. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,
L'avenir de l'industrie du raffinage.
Janvier 1995

CEG-23. D. BABUSIAUX, S. YAFIL,*
Relations entre taux de rentabilité interne et taux de rendement comptable.
Mai 1995

CEG-24. D. BABUSIAUX, J. JAYLET,*
Calculs de rentabilité et mode de financement des investissements, vers une nouvelle méthode ?
Juin 1996

CEG-25. J.P. CUEILLE, J. MASSERON,*
Coûts de production des énergies fossiles : situation actuelle et perspectives.
Juillet 1996

CEG-26. J.P. CUEILLE, E. JOURDAIN,
Réductions des externalités : impacts du progrès technique et de l'amélioration de l'efficacité énergétique.
Janvier 1997

CEG-27. J.P. CUEILLE, E. DOS SANTOS,
Approche évolutionniste de la compétitivité des activités amont de la filière pétrolière dans une perspective de long terme.
Février 1997

CEG-28. C. BAUDOUIN, J.P. FAVENNEC,
Marges et perspectives du raffinage.
Avril 1997

CEG-29. P. COUSSY, S. FURLAN, E. JOURDAIN, G. LANDRIEU, J.V. SPADARO, A. RABL,
Tentative d'évaluation monétaire des coûts externes liés à la pollution automobile : difficultés méthodologiques et étude de cas.
Février 1998

CEG-30. J.P. INDJEHAGOPIAN, F. LANTZ, V. SIMON,
Dynamique des prix sur le marché des fiouls domestiques en Europe.
Octobre 1998

CEG-31. A. PIERRU, A. MAURO,
Actions et obligations : des options qui s'ignorent.
Janvier 1999

CEG-32. V. LEPEZ, G. MANDONNET,
Problèmes de robustesse dans l'estimation des réserves ultimes de pétrole conventionnel.
Mars 1999

CEG-33. J. P. FAVENNEC, P. COPINSCHI,
L'amont pétrolier en Afrique de l'Ouest, état des lieux
Octobre 1999

CEG-34. D. BABUSIAUX,
Mondialisation et formes de concurrence sur les grands marchés de matières premières énergétiques : le pétrole.
Novembre 1999

CEG-35. D. RILEY,
The Euro
Février 2000

CEG-36. et 36bis. D. BABUSIAUX, A. PIERRU,*
Calculs de rentabilité et mode de financement des projets d'investissements : propositions méthodologiques.
Avril 2000 et septembre 2000

CEG-37. P. ALBA, O. RECH,
Peut-on améliorer les prévisions énergétiques ?
Mai 2000

CEG-38. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,
Quel futur pour le prix du brut ?
Septembre 2000

ECO-39. S. JUAN, F. LANTZ,
La mise en œuvre des techniques de Bootstrap pour la prévision économétrique : application à l'industrie automobile
Novembre 2000

ECO-40. A. PIERRU, D. BABUSIAUX,
Coût du capital et étude de rentabilité d'investissement : une formulation unique de l'ensemble des méthodes.
Novembre 2000

ECO-41. D. BABUSIAUX,
Les émissions de CO2 en raffinerie et leur affectation aux différents produits finis
Décembre 2000

ECO-42. D. BABUSIAUX,
Éléments pour l'analyse des évolutions des prix du brut.
Décembre 2000

ECO-43. P. COPINSCHI,
Stratégie des acteurs sur la scène pétrolière africaine (golfe de Guinée).
Janvier 2001

ECO-44. V. LEPEZ,
Modélisation de la distribution de la taille des champs d'un système pétrolier, LogNormale ou Fractale ? Une approche unificatrice.
Janvier 2001

ECO-45. S. BARREAU,
Innovations et stratégie de croissance externe : Le cas des entreprises parapétrolières.
Juin 2001

ECO-46. J. P. CUEILLE,
Les groupes pétroliers en 2000 : analyse de leur situation financière.*
Septembre 2001

ECO-47. T. CAVATORTA,
La libéralisation du secteur électrique de l'Union européenne et son impact sur la nouvelle organisation électrique française
Décembre 2001

ECO-48. P. ALBA, O. RECH,
Contribution à l'élaboration des scénarios énergétiques.
Décembre 2001

ECO-49. A. PIERRU,*
Extension d'un théorème de dualité en programmation linéaire : Application à la décomposition de coûts marginaux de long terme.
Avril 2002

ECO-50. T. CAVATORTA,
La seconde phase de libéralisation des marchés du gaz de l'Union européenne : enjeux et risques pour le secteur gazier français.
Novembre 2002

ECO-51. J.P. CUEILLE, L. DE CASTRO PINTO COUTHINO, J. F. DE MIGUEL RODRÍGUEZ,*
Les principales compagnies pétrolières indépendantes américaines : caractéristiques et résultats récents.
Novembre 2002

ECO-52. J.P. FAVENNEC,
Géopolitique du pétrole au début du XXIe siècle
Janvier 2003

ECO-53. V. RODRIGUEZ-PADILLA,
avec la collaboration de T. CAVATORTA et J.P. FAVENNEC,*
L'ouverture de l'exploration et de la production de gaz naturel au Mexique, libéralisme ou nationalisme
Janvier 2003

ECO-54. T. CAVATORTA, M. SCHENCKERY,
Les majors pétroliers vers le multi énergies : mythe ou réalité ?
Juin 2003

ECO-55. P.R. BAUQUIS,*
Quelles énergies pour les transports au XXIe siècle ?
Janvier 2004

ECO-56. A. PIERRU, D. BABUSIAUX,
Evaluation de projets d'investissement par une firme multinationale : généralisation du concept de coût moyen pondéré du capital et conséquences sur la valeur de la firme.
Février 2004

ECO-57. N. BRET-ROUZAUT, M. THOM,
Technology Strategy in the Upstream Petroleum Supply Chain.
Mars 2005

ECO-58. A. PIERRU,
Allocating the CO_2 emissions of an oil refinery with Aumann-Shapley prices.
June 2005

ECO-59. F. LESCAROUX,
Les conséquences économiques de la hausse du prix du pétrole.*
Mai 2006

ECO-60. F. LESCAROUX, O. RECH
L'origine des disparités de demande de carburant dans l'espace et le temps : l'effet de la saturation de l'équipement en automobiles sur l'élasticité revenu.
Juin 2006

ECO-61. C. I. VASQUEZ JOSSE, A. NEUMANN,
Transatlantic Natural Gas Price and Oil Price Relationships - An Empirical Analysis.
Septembre 2006

ECO-62. E. HACHE,
Une analyse de la stratégie des compagnies pétrolières internationales entre 1999 et 2004.
Juillet 2006

ECO-63 F. BERNARD, A. PRIEUR,
Biofuel market and carbon modeling to evaluate French biofuel policy.
Octobre 2006

ECO-64. E. HACHE,
Que font les compagnies pétrolières internationales de leurs profits ?
Janvier 2007

ECO-65. A. PIERRU,
A note on the valuation of subsidized Loans - Working paper
Janvier 2007

ECO-66. D. BABUSIAUX, P. R. BAUQUIS,*
Que penser de la raréfaction des ressources pétrolières et de l'évolution du prix du brut ?
Septembre 2007

ECO-67. F. LESCAROUX,
Car ownership in relation to income distribution and consumers's spending decisions.
Novembre 2007

ECO-68. D. BABUSIAUX, A. PIERRU,
Short-run and long-run marginal costs of joint products in linear programming
Juin 2008

ECO-69. E. HACHE,
Commodities Markets: New paradigm or new fashion?
Juillet 2008

ECO-70. D.BABUSIAUX, A. PIERRU,
Investment project valuation: a new equity perspective
Février 2009

---

[*] une version anglaise de cet article est disponible sur demande