



HAL
open science

Pouvoir de marché et barrières à l'entrée : le cas du marché maritime international du charbon thermique

Saghar Saïdi Boroujeni

► **To cite this version:**

Saghar Saïdi Boroujeni. Pouvoir de marché et barrières à l'entrée : le cas du marché maritime international du charbon thermique. Economies et finances. Université Montpellier I, 2014. Français. NNT : 2014MON10037 . tel-01198742

HAL Id: tel-01198742

<https://theses.hal.science/tel-01198742>

Submitted on 14 Sep 2015

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.

THÈSE

Pour obtenir le grade de
Docteur

Délivré par l'Université Montpellier 1 (UM1)

Préparée au sein de l'École Doctorale Économie
et Gestion de Montpellier (EDEG)

Et de l'Unité de Recherche UMR 5281 ART-Dev

Spécialité : Sciences Économiques – Section CNU 05

Présentée par **Saghar SAÏDI BOROUJENI**

Pouvoir de marché et barrières à l'entrée
Le cas du marché maritime international
du charbon thermique

Sous la direction du Professeur **Jacques PERCEBOIS**

Soutenue le 2 Décembre 2014 devant le jury composé de

M Mouez FODHA, Professeur des Universités HDR,
Centre d'Économie de la Sorbonne, Paris

Rapporteur

Mme Catherine LOCATELLI, Chargée de
Recherche CNRS HDR, Université Pierre-Mendès-
France, Grenoble

Rapporteur

Mme Sandrine MICHEL, Maître de Conférences
HDR, UMR 5281 ART-Dev, Montpellier

Examineur

M Jacques PERCEBOIS, Professeur des Universités
HDR, UMR 5281 ART-Dev, Montpellier

Directeur de Thèse

« La faculté n'entend donner aucune approbation, ni improbation, aux opinions émises dans cette thèse. Ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur. »

Remerciements

Les années de thèse sont des années de vie, riches et pleines de rencontres.

Je remercie en premier mon directeur de thèse, le Professeur Jacques Percebois, pour lequel j'ai une très grande admiration. Il est, de loin, un de mes meilleurs professeurs. Avec du recul, je ne peux que le remercier pour son soutien, son exigence et sa confiance. Je remercie également Mme Catherine Locatelli et M Mouez Fodha d'avoir accepté de rapporter sur ma thèse, et Mme Sandrine Michel d'être présente dans mon Jury de thèse en qualité d'examineur et pour l'intérêt qu'elle a porté à mes travaux de recherche durant ces années. Je remercie également le Professeur Jean-Marie Martin-Amouroux pour son aide précieuse et sa disponibilité tout au long de ma thèse.

Je remercie les membres de l'unité de recherche ART-Dev et surtout ceux « du quatrième » : Francesco, Christian, Sandrine, Dorothée, Holi, Géraldine et Henri. Je remercie ceux avec qui j'ai eu un immense plaisir à enseigner : Valérie, Cécile, Édith et Maïté. Qui dit enseignant, dit aussi étudiant – je pense à tous les miens. Je remercie également toute l'Administration de l'UFR d'Économie, notamment Florence.

Un grand merci à ceux qui ont lu et relu ma thèse et qui m'ont aidé à y mettre le point final : Maïté, Benjamin, Sylvain, Abdoul, Rémi, Charlie et Dorothée. Merci à mes post-it makers Pascal, Majid, Florent, Eugenia et Pierre. Merci à mes colocs de bureau Julien et Nicolas. Une pensée pour mes amis doctorants (Tenez bon !) Une pensée pour Marc P.

Un immense merci à tous mes incontournables d'ailleurs. À Maïté, Béragère et Audrey. À Benjamin. Aux fraises Xavier, Pascal, Florent, Sofiane et Steeve (Ne changeons rien !). À Julien St.Paul, mon ami de toujours. À mon p'tit Xav et mon belhomme Pascal. À mes amies de terre et de cœur Donya, Mojgan, Shaghayegh et Mahnaz. À ma meilleure et fofolle Parisa.

Et enfin, aux amours de ma vie : ma famille. En pensant à tous ces moments passés loin de vous, j'ai le vertige. Votre amour inconditionnel est ma raison pour tenir le coup et aller de l'avant. Je ne vous remercierai jamais assez pour votre soutien de tous les instants. À l'homme de ma vie (mon Daddy), à la femme de ma vie (ma Catherine Deneuve), à ma douce Sara (Abji) et mon adoré Saman (Dadash), je dis tout simplement : je vous aime... عاشقتونم

Résumé

Malgré les préoccupations environnementales et climatiques, le charbon thermique reste la première source d'énergie utilisée dans la production d'électricité au monde. Face à une très forte demande mondiale, le marché maritime du charbon thermique se développe considérablement. Depuis les années 2000, ce dernier fait face à des changements structurels économiques importants. L'objectif de cette thèse est d'apporter une analyse structurelle du marché maritime du charbon thermique depuis les années 2000. À travers cette analyse, nous cherchons à expliquer l'évolution de ce marché et à déterminer les facteurs économiques et institutionnels permettant d'expliquer sa configuration. Cette thèse est constituée de trois chapitres. Dans le premier chapitre, nous définissons le marché selon les critères de produit. Nous décrivons par la suite la chaîne de valeur de l'industrie du charbon thermique afin de souligner les facteurs expliquant l'évolution de cette industrie, notamment depuis les chocs pétroliers des années 1970. Dans le deuxième chapitre, nous analysons de façon empirique la configuration du marché maritime du charbon thermique et son évolution entre 2000 et 2010. Cette analyse souligne la mesure selon laquelle les coûts du transport maritime et du fret sont susceptibles de représenter une barrière à l'entrée pertinente sur ce marché. Finalement, dans le troisième chapitre, nous déterminons le(s) facteur(s) permettant d'expliquer le schéma et la configuration du marché mondial du charbon thermique. Pour ce faire, nous modélisons théoriquement le comportement des exportateurs et leur stratégie d'entrée face à des coûts unitaires du fret et du transport maritime sur le marché mondial dans un cadre structurel prédéfini en amont.

Mots-clés : Charbon thermique, Bassins Atlantique et Pacifique, Coûts du fret, Tests LIFO-LOFI, Pouvoir de marché, Barrière à l'entrée

Abstract

Despite the environmental and climate concerns, steam coal is still the first thermal energy used in the electricity generation worldwide. Faced to an increasing global demand, the steam coal seaborne market is developing considerably. From the 2000s, the steam coal maritime market faces several economic structural changes. The aim of this PhD dissertation is to bring a structural analysis of the steam coal maritime market from the 2000s. Through this research, we want to determine the economic and institutional factors helping to explain the configuration of the market. This PhD thesis involves three chapters. In the first chapter, we define the market over product space. Then, we describe the value chain of the steam coal industry in order to highlight the factors explaining the evolution of the industry, particularly by the oil crisis in the 1970s. In the second chapter, we empirically analyze the configuration of the steam coal maritime market and its evolution from 2000 to 2010. This analysis emphasizes the degree by which the seaborne transport costs and freight costs may represent a relevant barrier to entry on the market. Finally, in the third chapter, we determine the factor(s) explaining the schema and the configuration of the world steam coal market. To do so, we model the exporters' behavior and their entry strategy faced to unit freight and seaborne costs in a predefined market structure.

PhD Title: Market power and barriers to entry – The case of the international seaborne steam coal market

Keywords: Steam coal, Atlantic and Pacific basins, Freight costs, LIFO-LOFI tests, Market power, Barrier to entry

Table des Matières

Introduction générale	1
Chapitre I : Charbon thermique - Un état des lieux de la chaîne de valeur de l'industrie	7
Introduction	8
Section 1. Charbon thermique	10
1.1. Classement du charbon naturel	10
1.1.1. Classement selon le rang	11
1.1.2. Classement selon l'usage final	13
1.2. Définition du produit	15
Section 2. Essor de l'industrie charbonnière	18
2.1. Effet des prix relatifs	18
2.2. Évolution des conditions de base de l'industrie	20
2.3. Arrivée de nouveaux capitaux	21
Section 3. Ressources et réserves	24
3.1. Ressources	25
3.2. Réserves	26
3.3. Répartition géographique et qualitative	27
Section 4. Production et consommation	33
4.1. Production	33
4.1.1. Production du charbon	34
4.1.2. Production du charbon thermique	35
4.2. Consommation	36
4.2.1. Découpage périodique	37
4.2.2. Consommation du charbon thermique	40
4.2.3. Usage dans la production d'électricité	40
4.2.4. Aspect environnemental dans le secteur thermique	43
Section 5. Commerce maritime international	48
5.1. Évolution du commerce maritime	49
5.2. Commerce maritime du charbon thermique	51
5.2.1. Importateurs	52
5.2.2. Exportateurs	53
5.3. Présentation des principaux pays	55

Section 6. Coûts et prix	64
6.1. Structure des coûts	64
6.1.1. Coûts d'exploitation et d'extraction	64
6.1.2. Transport interne : de la mine jusqu'au port d'acheminement	65
6.1.3. Frais de chargement et de déchargement	65
6.1.4. Coûts du transport maritime et du fret	65
6.2. Prix	67
6.2.1. Prix FOB	70
6.2.2. Prix CIF	71
Conclusion	73

Chapitre II : Barrière à l'entrée - Les coûts du transport maritime et du fret représentent-ils une barrière à l'entrée sur le marché maritime international ?

Introduction	75
Section 1. Barrière à l'entrée et coûts du transport maritime et du fret	78
1.1. Barrière à l'entrée	78
1.2. Configuration traditionnelle du marché international	82
1.2.1. Bassin Atlantique	82
1.2.2. Bassin Pacifique	83
1.3. Marché maritime du charbon thermique dans la littérature	85
1.3.1. Marché géographique et marché économique pertinent	85
1.3.2. Littérature descriptive et empirique	87
Section 2. Configuration du marché – Méthodologie	94
2.1. Tests d'Elzinga et Hogarty	94
2.2. Tests LIFO-LOFI	95
2.3. Tests LIFO-LOFI revisités – Variation de stocks	96
2.4. Procédure et base de données	98
Section 3. Configuration du marché - Résultats empiriques	103
3.1. Interprétation des résultats	108
3.1.1. Région Asie et Pacifique	108
3.1.2. Région Europe et Atlantique	109
3.2. Profil des exportateurs sur le marché	110
3.2.1. Pays liens	111
3.2.2. Swing suppliers	112

3.2.2.1. Changement structurel des swing suppliers	115
Section 4. Rôle du marché du transport maritime	120
4.1. Évolution des indices du fret – Approche économétrique	120
4.1.1. Nature de la tendance	121
4.1.2. Tests de racine unitaire	122
4.1.3. Application économétrique	123
4.2. Interaction entre le marché mondial du charbon thermique et du transport maritime	124
Conclusion	133
Chapitre III : Pouvoir de marché – Analyse du comportement des exportateurs sur le marché mondial	135
Introduction	136
Section 1. Évolution des prix FOB à l’exportation	138
1.1. Premier pic des prix FOB : 2003 – 2004	139
1.2. Deuxième pic des prix FOB : 2007 – 2008	141
Section 2. Organisation institutionnelle des exportateurs	143
Section 3. Nature de la concurrence	150
3.1. Littérature descriptive et empirique	150
3.2. Indices de concentration de pouvoir	153
3.2.1. Indice de Hirschman et Herfindahl (HHI)	154
3.2.2. Indice de HHI sur le marché mondial du charbon thermique	156
Section 4. Modélisation théorique du comportement des exportateurs	158
4.1. Présentation du modèle théorique et notation	158
4.2. Résultats théoriques et interprétation	162
Section 5. Cas d’analyse – États-Unis	166
5.1. Avant 2005	166
5.2. Après 2005 – Marché national	168
5.3. Après 2005 – Marché mondial	169
5.3.1. Exportations vers le bassin Euro-Atlantique	170
5.3.2. Exportations vers le bassin Asie-Pacifique	173
5.4. Situation actuelle – Marché national et mondial	174
Conclusion	176
Conclusion générale	178
Bibliographie	183

Liste des Abréviations

ABARE	Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics
ARA	Amsterdam, Rotterdam, Anvers
ASEAN	Association of South-East Asian Nations
BCI	Baltic Capesize Index
BDI	Baltic Dry Index
BFI	Baltic Freight Index
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BHSI	Baltic Handysize Index
BPI	Baltic Panamax Index
BRICS	Brazil, Russia, India, China, South Africa
BSI	Baltic Supramax Index
CC	Cycles Combinés
CCGI	Integrated Gasification Combined Cycle
CCNUCC	Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
CCS	CO2 Captage and Storage
CEE	Communauté Économique Européenne
CIF	Costs, Insurance, Freight
CMT	COALMOD Trade
CMT-E	COALMOD Trade-Energy
CNUCED	Conférence des Nations Unies sur le Commerce et le Développement
CTL	Coal To Liquids
CVRD	Companhia Vale do Rio Doce
DGEMP	Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières
EC	European Commission
EDF	Électricité de France
EPRI	Electric Power Research Institute
EU	European Union
FAS	Free Alongside Ship
FOB	Free on Board
FYP	Five-Year Plan
GNL	Gaz Naturel Liquéfié

HHI	Hirschman-Herfindahl Index
IEA	International Energy Agency
IFRI	Institut Français des Relations Internationales
INSEE	Institut National de la Statistique et des Études Économiques
ISEMAR	Institut Supérieur d'Économie Maritime
JPU	Japanese Power Utilities
KRU	Kuzbassrazrezugol
LIFO	Little In From Outside
LOFI	Little Out From Inside
NYMEX	New York Mercantile Exchange
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques
OPA	Offre Publique d'Achat
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OTC	Over-The-Counter
SUEK	Siberian Coal Energy Company
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen
UCG	Underground Coal Gasification
URSS	Union des Républiques Socialistes Soviétiques
US EIA	US Energy Information Administration
WCI	World Coal Institute
WEC	World Energy Council
WEO	World Energy Outlook

Liste des figures

0.1. Évolution des prix du pétrole brut, du gaz naturel et du charbon (US\$/tep)	3
1.1. Évolution des prix moyens à l'exportation (US\$/t)	15
1.2. Répartition des réserves dans les pays les plus dotés en 2013 (Gt)	28
1.3. Approvisionnement mondial par énergies primaires en 2012 (%)	34
1.4. Évolution de la production (Mt)	36
1.5. Consommation mondiale par sources d'énergie en 2013 (%)	39
1.6. Évolution de la consommation (Mt)	40
1.7. Production d'électricité par sources d'énergie (%)	42
1.8. Part du charbon thermique dans la production d'électricité en 2012 (%)	42
1.9. Efficacité moyenne des centrales thermiques à charbon (%)	45
1.10. Échanges du charbon thermique par voies maritimes en 2010	49
1.11. Production, consommation et échanges maritimes (Mt)	51
1.12. Évolution des importations sur différentes régions (Mt)	52
1.13. Évolution des exportations sur différentes régions (Mt)	54
1.14. Évolution du Baltic Dry Index	67
1.15. Prix FOB moyens par pays en 2006 (US\$/t)	70
2.1. Évolution des taux du fret aux ports ARA (US\$/t)	76
2.2. Évolution des prix CIF à l'importation (US\$/t)	87
2.3. Coûts du transport maritime non linéaires et symétriques	101
2.4. Coûts du transport maritime linéaires et symétriques	102
2.5. Coûts du transport linéaires et non symétriques	102
2.6. Prix FOB moyens à l'exportation (US\$/t)	114
2.7. Prix FOB moyens en 2009/2010 (US\$/t)	115
2.8. Balance commerciale de la Chine (Mt)	117
2.9. Indices du fret à temps et au voyage	121
2.10. Série des indices du fret à temps	123
2.11. Série des indices du fret au voyage	124
3.1. Évolution des prix FOB à l'exportation (US\$/t)	139
3.2. Profit de l'exportateur i en fonction de q_e	160
3.3. Décision d'entrée de l'exportateur i selon les seuils de β et de τ	163
3.4. Génération nette d'électricité par source d'énergie en 2005	167

3.5.Part annuelle des énergies fossiles dans la production d'électricité	169
3.6.Évolution des exportations américaines (Mt)	170
3.7.Génération nette d'électricité par source d'énergie en 2013	174

Liste des tableaux

1.1. Classification du charbon naturel	14
1.2. Principaux pays en termes de réserves prouvées en 2013 (Gt)	32
1.3. Principaux producteurs et consommateurs en 2010 (Mt)	41
1.4. Méthodes de réduction des émissions de CO ₂	46
1.5. Principaux importateurs et exportateurs en 2010 (Mt)	54
1.6. Coûts et prix moyens des principaux exportateurs en 2006 (US\$/t)	71
2.1. Résultats principaux de la littérature	93
2.2. Tests LIFO-LOFI des importateurs	103
2.3. Tests LIFO-LOFI des exportateurs	104
2.4. Marché économique pertinent en région Asie et Pacifique	105
2.5. Marché économique pertinent en région Europe et Atlantique	106
2.6. Tests LIFO-LOFI des États-Unis et de la Chine	113
2.7. Trafic maritime international des principaux vracs (Mt chargées)	124
2.8. Flotte mondiale des vraquiers secs (Mtpl)	128
2.9. Nombre de vraquiers sur la flotte mondiale	129
3.1. Principales firmes exportatrices charbonnières en 2009 (Mt)	149
3.2. HHI du marché mondial du charbon thermique	156

Introduction générale

Selon l'accord de Copenhague de 2009, l'énergie est considérée comme un moteur de développement et un moyen de lutte contre la pauvreté. L'accès à l'énergie contribue de façon importante à une certaine qualité de vie. Pour autant, aujourd'hui, l'équivalent de la population de l'Inde – soit environ 1,2 milliard de personnes – vit toujours sans avoir accès à l'électricité (Enerzine, 2013b). L'approvisionnement énergétique devient par conséquent une priorité mondiale. Depuis les années 2000, plus de la moitié de la hausse de la demande en énergie est satisfaite par le charbon (World Coal Association, 2012b). Sur cette décennie (2000-2010), le charbon est l'énergie dont l'augmentation de la demande est la plus importante comparée aux autres sources d'énergie. Le secteur de la production d'électricité est à l'origine de cette importante hausse. Par conséquent, face à une demande mondiale d'électricité excédentaire par rapport à l'offre (International Energy Agency¹, *Electricity Information 2011*), le rôle du charbon thermique² sur la scène mondiale reste indéniable afin d'assurer un accès à l'énergie mondial et une durabilité de son approvisionnement.

Historiquement, après être la source d'énergie emblématique et motrice de la révolution industrielle du XIX^e siècle, le charbon s'efface petit à petit des paysages miniers durant le XX^e siècle. Depuis, il ne reste dans les esprits que sous forme de représentations peu valorisantes. L'image du charbon est dès lors associée à celle « *d'entreprises polluantes, de villes noircies et de paysages enlaidis* » (Martin-Amouroux, 2008). Cet effacement progressif, notamment dans les principaux pays de la première et de la deuxième vague de la révolution industrielle (tels la France, la Belgique, l'Allemagne, les États-Unis et la Russie), laisse croire que le charbon disparaît de la scène d'approvisionnement énergétique mondiale. Or, les faits actuels confirment le contraire. Loin de disparaître, le charbon fait toujours partie intégrante du paysage énergétique. L'industrie charbonnière évolue de façon considérable depuis le XIX^e siècle. Il est même question d'une « métamorphose » (Martin-Amouroux, 2008). Ce secteur se distingue tant par les conditions de base (les caractéristiques technico-économiques de la production, une demande correspondant à un nombre réduit de besoins à satisfaire, et un espace de marché internationalement plus développé) que par les structures et

¹ International Energy Agency (IEA) – équivalent français : Agence Internationale de l'énergie (AIE)

² Le charbon thermique est une spécificité du charbon essentiellement consommée dans les centrales thermiques afin de produire de l'électricité. Nous développons de façon détaillée les propriétés du produit dans le Chapitre 1.

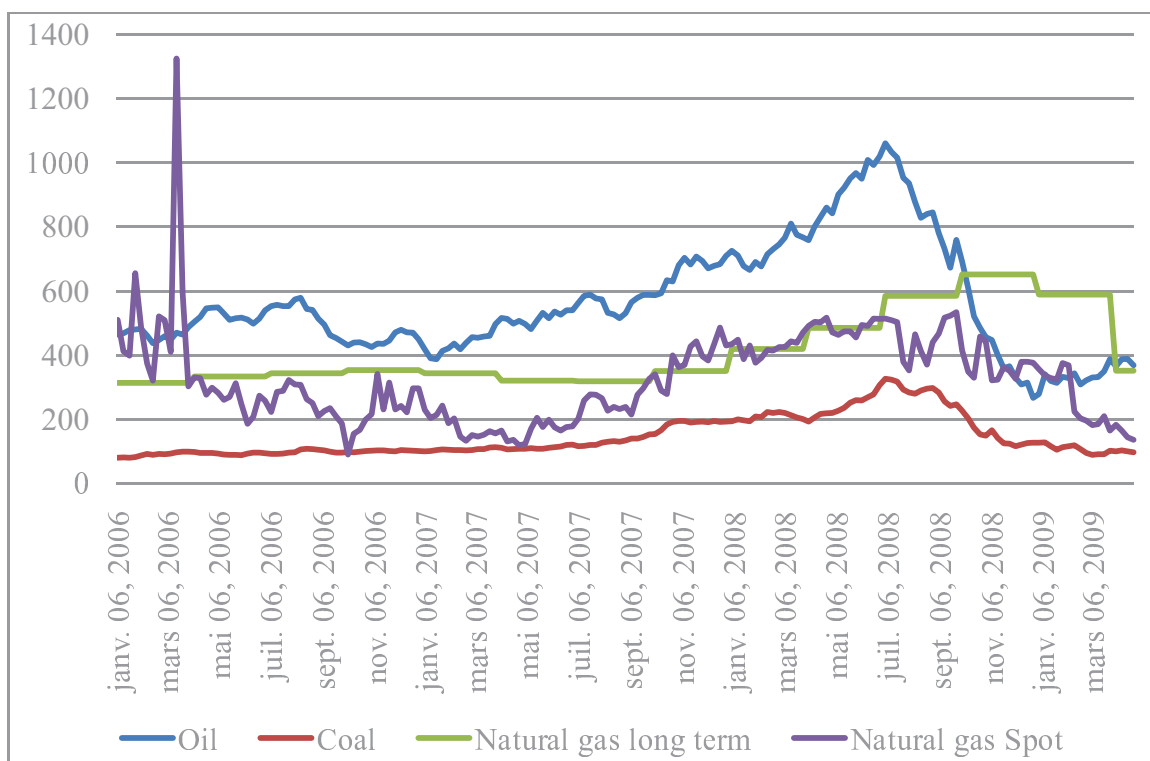
les relations de force (la puissance économique des états producteurs et la concentration au niveau de la consommation) (Angelier, 1981).

Aujourd'hui, le charbon est la deuxième source d'énergie dans le bouquet énergétique primaire et la deuxième source d'énergie consommée au monde (IEA, *World Key Energy Statistics 2014*). Dans les deux cas, le charbon se situe après le pétrole et devant le gaz naturel. Il est estimé que le charbon dépasse le pétrole dans le bouquet énergétique primaire en 2017 (Site officiel de l'IEA) et devienne la première source d'énergie consommée dans le monde en 2020 (Martin-Amouroux, 2014).

Quant au charbon thermique, il est la première source d'énergie consommée et utilisée dans les unités et centrales de production d'électricité (IEA, *Key World Energy Statistics 2014*). Cette source d'énergie bénéficie de plusieurs avantages par rapport aux autres énergies thermiques non renouvelables et renouvelables (le gaz naturel, le pétrole, le nucléaire, l'hydraulique, etc.). Les réserves et surtout les ressources du charbon thermique sont les plus abondantes et géographiquement et géopolitiquement bien réparties sur le globe (*BP Statistical Review of World Energy*, 2014). Le charbon thermique est considéré comme une énergie sûre et fiable, dans le sens où les grands producteurs sont eux-mêmes de grands consommateurs (IEA, *Coal Information 2011*). Le charbon reste également l'énergie la moins chère et la plus compétitive que ce soit au niveau du prix de la ressource qu'au niveau des coûts de revient dans la production d'électricité (Figure 0.1). La consommation et l'utilisation du charbon thermique dans le secteur de production électrique sont les plus faiblement subventionnées comparées aux autres sources d'énergie thermique (World Coal Association, 2012a).

Selon le *World Coal Institute* (2005), le charbon thermique se transporte facilement par voies ferroviaires et maritimes, sans besoin d'infrastructures et techniques spécifiques et sans danger (rares sont les naufrages de vraquiers et de charbonniers). Depuis 2000, la part du charbon thermique échangée par voies maritimes à l'échelle internationale augmente. La baisse des prix relatifs du charbon thermique suite aux chocs pétroliers dans les années 1970, l'augmentation de la consommation mondiale d'énergie, ainsi que les évolutions techniques au stade de la production, du transport et des capacités portuaires permettent le développement du marché maritime du charbon thermique. Dans le cadre du commerce maritime international, le transport du charbon thermique se fait principalement via les

Figure 0.1 – Évolution des prix du pétrole brut, du gaz naturel et du charbon (US\$/tep)



Prix du pétrole (Crude Oil) : Brent Spot Prices FOB

Prix du charbon (Coal) : CIF ARA (6000 kcal/kg)

Prix du gaz naturel – long terme (Natural Gas Long Term) : Moyenne des prix d'importation d'Allemagne

Prix du gaz naturel – spot (Natural Gas Spot) : UK National Balancing Point (NBP)

Source: Site officiel d'ATICServices

vraquiers et les charbonniers et, par conséquent, engendre des coûts d'affrètement. Initialement stables durant les années 1990, ces coûts du fret et du transport maritime deviennent instables, jusqu'à augmenter de façon importante en 2003 et quadrupler en 2007 sur toutes les routes maritimes du transport du charbon thermique (BGR, 2009).

Pendant des décennies, le marché maritime du charbon thermique est considéré comme stable, plutôt local, voir régional (Martin-Amouroux, 2008). Ce n'est que depuis les années 2000 que ce marché se développe de façon considérable à l'international. Depuis, le marché maritime du charbon thermique rentre dans une phase d'instabilité et de volatilité des prix à l'exportation et à l'importation (IEA, *Coal Information 2011*). Compte tenu du rôle et de la place du charbon thermique dans le secteur de production d'électricité dans le monde, il nous semble important d'analyser ce marché en pleine expansion et son évolution, non seulement pour tous les pays concernés, mais également dans le cadre de politique publique (Warell, 2005). D'autant plus que, sur cette décennie (2000-2010), le marché du charbon thermique est

témoin de plusieurs changements structurels économiques importants : la surexploitation et la surproduction du gaz de schiste essentiellement aux États-Unis depuis 2005 ; la Chine devenant une importatrice nette de charbon thermique dès 2007.

Organisation de la thèse

Les éléments principaux à traiter dans l'analyse structurelle d'un marché pertinent sont la distribution spatiale des ressources et des réserves, les barrières à l'entrée, les parts de marchés, ainsi que les politiques gouvernementales (Kolstad et Abbey, 1983). Ainsi, cette thèse *Pouvoir de marché et barrières à l'entrée – Le cas du marché maritime international du charbon thermique* entre dans le cadre d'une analyse de structure appliquée au marché maritime du charbon thermique. Nous suivons la ligne directrice propre à ce genre d'analyse (Warell, 2005 ; OCDE, 2006, 2008). Ainsi, l'objectif des chapitres de cette thèse est de :

- 1) Définir le marché pertinent en termes de produit et en termes géographique,
- 2) Déterminer la configuration du marché,
- 3) Déterminer les barrières à l'entrée et évaluer leur impact,
- 4) Mesurer le pouvoir de marché,
- 5) Définir la structure du marché.

Dans le Chapitre I, nous montrons qu'il existe une divergence d'opinion dans la littérature descriptive concernant le type de charbon à retenir en termes de produit (Ellerman, 1995 ; Chang, 1995 ; Warell, 2005, 2006 ; Ekawan, Duchêne et Goetz, 2006, Martin-Amouroux, 2008 ; Kalaydjian et Cornot-Gandolphe, 2008 ; Li, Joyeux et Ripple, 2010). Pour nous positionner dans cette littérature, nous présentons les différents critères de classification du charbon naturel, à savoir les critères de rang et les critères d'usage. En se basant sur ces classements, nous choisissons de ne retenir que le charbon thermique tout au long de cette thèse. Le charbon thermique a deux propriétés principales. D'un côté, sa consommation est une alternative à celle des autres énergies thermiques dans la production d'électricité. D'un autre côté, le transport maritime du charbon thermique est en directe concurrence avec celui des autres marchandises en vrac standard (e.g. les minerais, les graines, la bauxite et l'alumine) sur la flotte mondiale. Par la suite, nous décrivons et développons la chaîne de valeur de l'industrie du charbon en général, et du charbon thermique en particulier. Les ressources et les

réserves, la production et la consommation, le commerce maritime (i.e. les importations et les exportations), ainsi que la structure des coûts et des prix y sont évoqués. Cette présentation nous permet de déterminer les facteurs expliquant l'évolution de l'industrie charbonnière (notamment depuis les chocs pétroliers), de souligner l'importance et le rôle actuel du charbon thermique sur la scène d'approvisionnement énergétique mondiale, mais également de cibler notre champ d'analyse. De fait, nous choisissons de nous focaliser principalement sur le commerce maritime du charbon thermique. Comme mentionné précédemment, c'est à partir des années 2000 que le marché maritime du charbon thermique se développe de façon significative ; que les prix sur ce marché sont volatiles et instables ; et que des changements structurels importants modifient sa configuration.

Dans le Chapitre II, nous analysons le schéma du marché maritime du charbon thermique et son évolution entre 2000 et 2010. L'analyse des échanges sur le marché du charbon thermique souligne notamment la question des coûts du transport et la mesure selon laquelle ces coûts peuvent limiter les échanges entre les pays et les différentes régions. En théorie, ces coûts sont fréquemment considérés comme un facteur de résistance susceptible de limiter l'expansion du marché et de modifier le schéma de ce dernier (Geraci et Prewo, 1977 ; Prewo, 1978, Langhammer, 1987). Le marché maritime du charbon thermique est très souvent représenté comme un marché divisé en deux zones : la zone Atlantique et la zone Pacifique. La charge du fret et du coût du transport maritime dans le prix à l'importation est la raison principale donnée pour expliquer cette sous-division. En présentant la littérature descriptive et empirique analysant l'évolution du marché maritime du charbon thermique, nous constatons en effet que l'hypothèse selon laquelle les coûts du transport maritime et du fret impactent la configuration du marché maritime du charbon thermique est présente. Cependant, il existe une divergence d'opinion sur la nature de l'impact de ces coûts (Ellerman, 1995 ; Warell, 2005, 2006 ; Ekawan, Duchêne, Goetz, 2006 ; Kalaydjian et Cornot-Gandolphe, 2008 ; Martin-Amouroux, 2008, 2010).

Par conséquent, nous décidons de mesurer l'impact des coûts du transport maritime et du fret sur la configuration du marché international du charbon thermique, et de déterminer si ces coûts représentent un facteur de fraction purement géographique ou s'ils entraînent une différenciation économique des différentes zones du marché. En d'autres termes, la question principale que nous posons est non seulement celle de l'unification ou de la segmentation du marché maritime du charbon thermique, mais également celle du degré d'intégration des liens

d'unification. Nos résultats montrent que, entre 2000 et 2010, la configuration et le schéma du marché mondial du charbon thermique ne s'expliquent pas essentiellement selon le niveau général des coûts du transport maritime et du fret. En d'autres termes, nous montrons que ces coûts ne représentent pas une barrière solides sur le marché mondial du charbon thermique, et que les liens d'unification et d'intégration sont solides sur nos années d'observation.

Dans le troisième chapitre, nous déterminons théoriquement les facteurs incitant l'entrée ou la sortie des exportateurs, confrontés à des coûts du transport maritime et du fret, sur le marché mondial du charbon thermique. De fait, depuis les années 2000, nous constatons que le niveau général des coûts unitaires du fret et du transport maritime n'est pas le facteur principal permettant de décrire le schéma du marché mondial du charbon thermique. Des pays tels l'Australie, l'Afrique du Sud, la Russie, les États-Unis et la Chine sont présents sur les deux bassins Atlantique et Pacifique. Ces pays exportent vers des zones de demande éloignées et non contiguës, et ceci malgré leur désavantage géographique et des coûts du fret plus élevés. L'entrée répétée des pays liens et des *swing suppliers*, mais également l'entrée de nouveaux pays sur le marché mondial, confirme la faiblesse des coûts du transport maritime pour expliquer la configuration du marché mondial et à représenter une barrière solide face à l'entrée et à l'expansion des pays. Par conséquent, afin de comprendre cette configuration, nous modélisons le comportement des exportateurs confrontés à des coûts unitaires du transport maritime dans un cadre structurel prédéfini en amont. Notre objectif est de déterminer les facteurs qui les incitent à entrer sur le marché, mais aussi, à exporter vers des zones de demande géographiquement éloignées, engendrant des coûts du transport maritime plus élevés. Nos résultats montrent que l'impact négatif du niveau général des coûts du fret et du transport maritime diminue, voire s'efface, au fur et à mesure que la demande sur le marché mondial devient inélastique.

<p>Chapitre I : Charbon thermique – Un état des lieux de la chaîne de valeur de l'industrie</p> <p>Chapitre II : Barrières à l'entrée – Les coûts du transport maritime et du fret représentent-ils une barrière à l'entrée sur le marché maritime international ?</p> <p>Chapitre III : Pouvoir de marché – Analyse du comportement des exportateurs sur le marché mondial</p>
--

Chapitre I : Charbon thermique

Un état des lieux de la chaîne de valeur de l'industrie

Introduction

Section 1. Charbon thermique

1.1. Classement du charbon naturel

1.2. Définition du produit

Section 2. Essor de l'industrie charbonnière

2.1. Effet des prix relatifs

2.2. Évolution des conditions de base de l'industrie

2.3. Arrivée de nouveaux capitaux

Section 3. Ressources et réserves

3.1. Ressources

3.2. Réserves

3.3. Répartition géographique et qualitative

Section 4. Production et consommation

4.1. Production

4.2. Consommation

Section 5. Commerce maritime international

5.1. Évolution du commerce maritime

5.2. Commerce maritime du charbon thermique

5.3. Présentation des principaux pays

Section 6. Coûts et prix

6.1. Structure des coûts

6.2. Prix

Conclusion

Introduction

Le charbon thermique – produit principal étudié dans cette thèse – est la première source d'énergie thermique utilisée dans la production d'électricité. Dans le secteur de l'électricité, cette source d'énergie concurrence toutes autres sources d'énergie thermique non renouvelables (gaz naturel) et renouvelables (nucléaire, éolienne, hydraulique, etc.). Plus de 41 % de l'électricité mondiale est produite dans des centrales thermiques à charbon (IEA, *Electricity Information 2011*). Cependant, sa combustion dans les centrales électriques est une problématique majeure d'un point de vue climatique. Le charbon thermique est responsable d'environ 70 % des émissions de CO₂ dans le secteur électrique. Dans un contexte mondial où les préoccupations environnementales ne cessent d'augmenter, paradoxalement, la consommation du charbon thermique ne cessent d'augmenter significativement depuis les années 2000. La hausse de la demande du charbon thermique sur les marchés nationaux et internationaux contribue au développement de l'industrie et au commerce maritime du charbon thermique. Depuis les années 2000, les échanges maritimes du charbon thermique ne cessent d'augmenter ; non pas sans conséquence sur le marché du transport maritime.

Dans ce chapitre, nous présentons successivement les différents maillons de la chaîne de valeur de l'industrie charbonnière ; à savoir les ressources et les réserves, la production et la consommation, le commerce maritime international (les importations et les exportations) et, au final, la structure des coûts et les différents prix. Notre objectif est :

- 1) De comprendre l'évolution de l'industrie charbonnière depuis la révolution industrielle et, plus précisément, le premier choc pétrolier de 1973 afin de déterminer les facteurs clés menant au retour du charbon thermique notamment depuis les années 2000 ;
- 2) De présenter le contexte économique et institutionnel actuel de l'industrie du charbon thermique en développant les maillons de la chaîne de valeur de cette industrie ;
- 3) De définir graduellement notre champ spécifique d'étude, à savoir le marché maritime international du charbon thermique.

La Section 1 montre que la littérature existante révèle une absence de consensus vis-à-vis de la qualité et du type de charbon à retenir. Afin de nous positionner par rapport à cette

littérature, nous décrivons les principaux classements du charbon naturel. En fonction de ces classements, nous choisissons la nature du charbon à retenir tout au long de cette thèse. La Section 2 expose les facteurs clés expliquant le nouvel essor du charbon thermique sur la scène énergétique mondiale. Dans les sections suivantes, nous réalisons une présentation des principaux maillons de la chaîne de valeur de l'industrie du charbon thermique. Le volume des ressources et des réserves du charbon thermique, ainsi que leur répartition qualitative sont présentés dans le Section 3. L'évolution de la production et de la consommation du charbon thermique est analysée dans la Section 4. Nous y évoquons notamment l'impact environnemental de l'utilisation du charbon thermique dans la production d'électricité et les solutions d'amélioration de l'efficacité énergétique³ du secteur. La Section 5 évoque l'évolution récente du commerce maritime international du charbon thermique et présente les principaux pays importateurs et exportateurs. Ainsi, nous déterminons notre champs d'analyse ; à savoir le marché maritime international du charbon thermique. La structure des coûts et des prix sur le marché international est décrite dans la Section 6.

³ L'efficacité énergétique ou les économies d'énergie désigne l'ensemble des actions économiquement rentables entreprises afin de réduire les consommations d'énergie, ainsi que pour consommer l'énergie de façon optimale (www.developpement-durable.gouv.fr).

Section 1. Charbon thermique

Au regard de la littérature concernant le charbon et son marché, nous constatons qu'il existe une divergence d'opinion vis-à-vis de la définition du produit même. Certains auteurs tiennent compte du charbon dans son ensemble, sans aucune différenciation de qualité ou même d'usage (Ellerman, 1995 ; Hwang, 1979 ; Ekawan, Duchêne et Goetz, 2006). Tous considèrent le charbon comme une commodité homogène. Ellerman (1995) précise que le marché international du charbon n'est autre que le marché du charbon thermique ou de l'énergie, et que le charbon sidérurgique n'est qu'une des nombreuses qualités de la commodité⁴ de base. En revanche, d'autres auteurs décrivent le marché de la houille (*hard coal*) tout en distinguant le charbon thermique du charbon sidérurgique (Chang, 1995 ; Warell, 2005, 2006 ; Martin-Amouroux, 2008 ; Kalaydjian et Cornot-Gandolphe, 2008 ; Li, Joyeux et Ripple, 2010). Cette distinction est notamment remarquée dans la presse spécialisée et les divers rapports de référence (Platts, *International Energy Agency* (IEA), *World Coal Association*, *US Energy Information Administration* (US EIA)).

Dans le cadre de notre recherche, il est primordial de nous positionner sur l'aspect produit du marché que nous nous apprêtons à étudier. Cette prise de position est importante pour deux raisons principales. Premièrement, une analyse de marché nécessite, en amont, de définir ce dernier à la fois en termes de produit (*product space*) et en termes d'échelle géographique (*geographic space*) (Dickson et Ginter, 1987 ; Philippe, 1998 ; Warell, 2005). Ensuite, la définition du produit est l'élément essentiel nous guidant dans le traitement de nos données et nous permettant de constituer une base de données solide et pertinente que nous utilisons tout au long de cette thèse. Par conséquent, afin de nous positionner par rapport à la littérature exposée précédemment, nous présentons les deux principales méthodes de classement du charbon naturel - le classement selon le rang et le classement selon l'usage - en fonction desquels nous définissons le type de charbon que nous retenons dans cette thèse.

1.1. Classement du charbon naturel

Le charbon est une roche combustible et sédimentaire qui se forme à partir des restes de flore, et qui résulte de la fossilisation des végétaux en se présentant sous forme de gisement

⁴ Le terme commodité est employé pour désigner un produit de base standardisé, aux qualités parfaitement définies, dont la vente sur le marché international se fait en quantités importantes (www.cerna.ensmp.fr).

en couches (nommé notamment gisement en veines) (Kalaydjian et Cornot-Gandolphe, 2008). Le charbon n'est pas une substance uniforme. Selon les périodes de formation, la nature, la source végétale, ainsi que l'impact et l'action du temps et des différents événements géologiques, il existe de nombreux types de charbon. Généralement, deux critères représentent les normes retenues permettant de classer les différentes catégories du charbon naturel : le rang et l'usage final.

1.1.1. Classement selon le rang

Dans ce cas, les différents types de charbon sont classés selon leur propriété particulière nommée le rang. Le rang d'un type spécifique de charbon représente le degré de carbonisation⁵ et de maturation des matières végétales, ainsi que le degré d'impureté et du pouvoir calorifique. Le rang est le paramètre principal retenu dans la définition et l'évaluation des réserves mondiales de charbon. Les caractéristiques les plus fréquemment utilisées dans la notion de rang sont la teneur en carbone, la valeur calorifique, l'humidité, ainsi que la teneur en matières volatiles. La teneur en carbone et le pouvoir calorifique sont en lien direct avec le rang ; ces deux caractéristiques augmentent quand le rang est élevé. Inversement, l'humidité et la teneur en matières volatiles du charbon diminuent quand le rang augmente. Au final, selon le rang du charbon (du plus faible au plus élevé) et l'âge du gisement, nous catégorisons les différents charbons de façon successive en tourbe, lignite, et houille.

1) Tourbe (*peat*)

La tourbe est un combustible marron très foncé, léger, facile à couper, d'origine végétale issue de dépôts sédimentaires poreux ou compressés. La tourbe est le résultat intermédiaire à la formation du charbon. Sa teneur en eau est très élevée et peut atteindre les 90 %. Sa qualité reste très médiocre. Elle est utilisée dans le bâtiment et l'agriculture essentiellement.

2) Lignite (*brown coal*)

Le lignite est une roche noire ou brune noirâtre. Du fait de sa teneur élevée en humidité et de son faible pouvoir calorifique, le lignite est un combustible de faible qualité. Par

⁵ La carbonisation ou la carbonification est la transformation plus ou moins rapide d'une substance organique en charbon (en carbone), gaz et goudrons sous l'effet de la chaleur.

conséquent, le lignite est considéré comme économiquement coûteux à transporter. Ainsi, son utilisation immédiate est limitée à son lieu d'extraction, aux alentours des mines. Le lignite est essentiellement utilisé pour le chauffage (mêlé avec du bois, sous forme de brique) et pour la production d'électricité.

3) Houille (*hard coal*)

Principale source d'énergie, la houille est l'indispensable moteur de la révolution industrielle du XIX^e siècle. Cette roche carbonée est un combustible solide issu de la décomposition d'organismes du carbonifère⁶. La houille répertorie le charbon bitumineux, le charbon sous-bitumineux et l'anthracite.

Bitumineux (*bituminous*)

Ce charbon noir, léger et dense est le plus utilisé dans la production d'électricité. Sa combustion dégage des composés de soufre qui contribuent à la pollution de l'environnement et aux pluies d'acide. La houille flambante en est une sous-catégorie. Sachant que la majorité de ses mines d'exploitation sont des mines à ciel ouvert, la houille flambante a un rapport prix/pouvoir calorifique très intéressant. De ce fait, elle est utilisée majoritairement dans la production d'électricité.

Sous-bitumineux (*sub-bituminous*)

Charbon flambant et sec, ce combustible noir est essentiellement utilisé dans la production de l'électricité et la liquéfaction du charbon⁷.

Anthracite (*anthracite*)

Qualité supérieure de la houille, cette roche grise foncée ou noirâtre brillante est très compacte et homogène. Très faible en teneur de matières volatiles, sa combustion ne dégage ni odeur ni fumée, mais beaucoup de chaleur. L'anthracite est le charbon avec le rang le plus important. Cette qualité supérieure de charbon est essentiellement consommée dans la génération d'électricité.

⁶ Le carbonifère est la période géologique de la formation des houilles et des charbons minéraux (Kalaydjian et Cornot-Gandolphe, 2008).

⁷ La liquéfaction du charbon (fréquemment dit CTL, soit l'abréviation du terme anglais *Coal To Liquids*) désigne des procédés physiques et chimiques permettant d'obtenir des hydrocarbures liquides à partir de charbons. Ces procédés connaissent un regain d'intérêt au début du XX^e en raison de l'importante différence des prix entre le charbon et le pétrole.

1.1.2. Classement selon l'usage final

En ne se basant que sur la notion du rang, la nuance entre les différentes qualités de charbon reste très difficile à cerner. De ce fait, il existe un autre critère afin de catégoriser et classer les différents types de charbon. Ce critère fait référence à l'utilisation ou l'usage final du charbon. Ce classement s'applique essentiellement au lignite et à la houille. Ainsi, nous distinguons « *la spécificité des houilles cokéfiables destinées à la sidérurgie par rapport aux autres charbons destinés à d'autres usages, principalement thermiques* » (Martin-Amouroux, 2008).

1) Charbon sidérurgique, cokéfiable, à coke (*hard coking coal*)

Cette qualité de houille est utilisée dans la fabrication du fer et de l'acier. Il faut que sa teneur en carbone soit la moins volatile possible et qu'il ait un degré de cendres des plus faibles. Ce charbon est brûlé afin de produire de la coke – une matière grise, dure et poreuse utilisée dans les hauts fourneaux de l'industrie sidérurgique afin d'extraire le fer du minerai traité.

2) Charbon thermique, vapeur (*lignite and hard steaming coal, steam coal*)

Le charbon répertorié dans cette catégorie est essentiellement utilisé comme combustible dans les centrales thermiques afin de produire de l'électricité. Selon la définition donnée par l'IEA (*Coal Information 2011*), le charbon thermique prend en compte le lignite, le bitumineux et l'antracite. Dans le cas de onze pays (Australie, Belgique, Corée du Sud, États-Unis, Finlande, France, Islande, Japon, Mexique, Nouvelle Zélande et Portugal), le sous-bitumineux s'ajoute à l'ensemble des charbons thermiques. Outre ces onze pays, le sous-bitumineux est considéré comme du charbon cokéfiable.

Nous résumons l'ensemble des informations concernant les deux méthodes de classification et leurs composants dans le Tableau 1.1.

Tableau 1.1 - Classification du charbon naturel

CEE¹	Tourbe	Lignite	Sous-bitumineux	Bitumineux hauts volatiles	Bitumineux bas volatiles	Anthracite
États-Unis		Brown Coal	Hard Coal			
IEA	Peat	Brown Coal (Lignite)	Coking and Steaming ² Coal	Steam Coal		
France	Tourbe	Lignite	Flambant sec	Flambant gras	Gras	Anthracite
Rang	Low	Low	Medium	Medium	High	High
Pouvoir calorifique kcal/kg	1000 - 15000	3500 - 4500	4500-6500	6500-7800	6500-7800	7800-8500
Teneur en carbone %	< 50 %	50-60 %	60-70 %	70-80 %	90-93 %	93-97 %
Humidité %	> 50 %	25-50 %	14-25 %	5-10 %	5-10 %	1-6 %
Matières volatiles %	> 75 %	50 %	25-50 %	30-40 %	15-25 %	< 10 %
Teneur en cendres %	50 %	30-50 %	20-30 %	10-20 %	10-20 %	0-10 %
Usage final	Secteur du bâtiment et de l'agriculture	Chauffage et production d'électricité	Fabrication d'acier Cimenteries Liquéfaction du charbon	Essentiellement production d'électricité		Production d'électricité Usages industriels et domestiques

(1) Communauté Économique Européenne

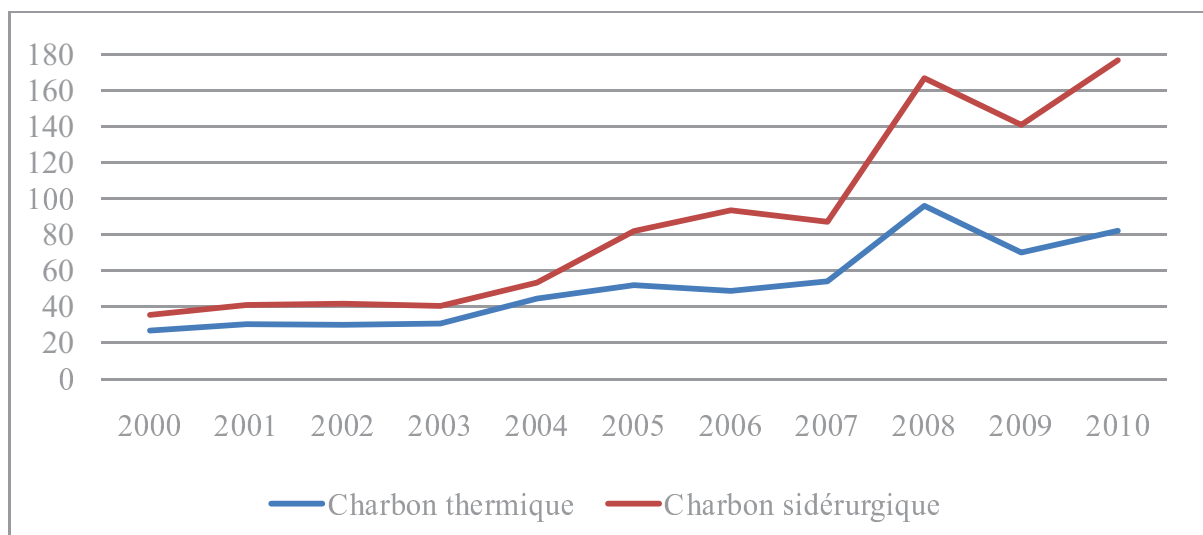
(2) Seuls onze pays considèrent le charbon sous-bitumineux comme charbon thermique : Australie, Belgique, Finlande, France, Islande, Japon, Corée du Sud, Mexique, Nouvelle-Zélande, Portugal et États-Unis.

Source : A partir de Giraud, Coiffard, Suissa et Cretin (1991) ; Kalaydjian et Cornot-Gandolphe (2008) ; Bessereau et Sanière (2008) ; IEA - Coal Information 2011

1.2. Définition du produit

A présent, en se basant sur ces deux classements, nous expliquons de façon précise notre choix de ne retenir que le marché du charbon thermique comme sujet d'étude de cette thèse. La Figure 1.1 montre l'évolution du prix moyen à l'exportation du charbon thermique et du charbon cokéfiabable de 2000 à 2010. Dans le cadre d'échanges maritimes, ces deux types de charbon sont considérés comme des commodités solides standards, et plus précisément, des vrac secs⁸. Malgré une évolution similaire, nous constatons que le prix moyen du charbon à coke est supérieur au prix moyen du charbon thermique sur toute la durée. Cette différence de prix relève de la différence des deux qualités de charbon, de leur usage final, ainsi que des conditions de marché de chacun.

Figure 1.1 - Évolution des prix moyens à l'exportation (US\$/t)



La moyenne des prix du charbon thermique concerne les coûts de l'Australie, du Canada, des États-Unis, de la Colombie, de l'Afrique du Sud et de l'Indonésie. Concernant le charbon cokéfiabable, et par manque de données sont exclues l'Indonésie et la Colombie (sauf en 2000).

Source : À partir de l'IEA, rapports annuels Coal Information

Le charbon cokéfiabable est une commodité considérée comme hétérogène (Chang, 1995). Aujourd'hui encore, la majorité des accords dans le commerce maritime du charbon cokéfiabable sont des contrats de long terme. Le nombre d'acteurs sur ce marché est moins

⁸ Le terme « vrac » fait référence à tous les produits transportés directement soit dans la cale d'un navire, soit dans des aménagements spécifiques. Nous distinguons les vrac (marchandises) solides des vrac liquides. La première catégorie comprend ainsi le charbon, les minerais, les engrais, le ciment, la bauxite, les aliments du bétail, et les produits alimentaires tels que les céréales et le sucre brut. Les vrac liquides comprennent les hydrocarbures, le GNL, les produits chimiques, et certains produits alimentaires tels que l'huile, le vin et la mélasse.

important comparé au marché du charbon thermique. Les prix sont déterminés annuellement dans le cadre de négociations bilatérales entre les différents partenaires commerciaux. Les investissements nécessaires dans l'industrie du fer étant très importants, les aciéries tendent à être averses au risque et à vouloir sécuriser l'approvisionnement d'une qualité précise de charbon à coke. La qualité est ainsi un facteur important influençant les prix du charbon cokéfiabable (Graham, Thrope et Hogan, 1999). De ce fait, ces derniers sont plus élevés comparés aux prix du charbon thermique. Notamment, le charbon cokéfiabable n'a pas de substitut quant à son usage dans les sidérurgies ; ce qui entraîne une importante préoccupation vis-à-vis de la sécurité et de la durabilité de l'approvisionnement des unités sidérurgiques.

Quant au charbon thermique, il correspond à une qualité de charbon spécifique, ayant un rang et un pouvoir calorifique élevés. De fait, nous considérons le charbon thermique comme une commodité homogène en termes de teneur énergétique (Graham, Thrope et Hogan, 1999). Ainsi, nous ne distinguons pas ses différentes variétés (lignite, bitumineux et anthracite). Seule son utilisation finale importe ; à savoir sa combustion dans les centrales thermiques afin de produire de l'électricité⁹. Le marché du charbon thermique est plus dynamique comparé à celui du charbon sidérurgique – surtout depuis 2000 avec l'entrée de nouveaux acteurs. Suivant la déréglementation des marchés de l'électricité et la concurrence de plus en plus importante entre les différentes énergies thermiques, les systèmes de fixation des prix et la nature des contrats s'orientent davantage vers des bases de court-terme.

Si nous ne prenons en compte uniquement l'usage final du charbon thermique (à savoir la production d'électricité), ce dernier est en concurrence directe avec toutes les autres énergies dites thermiques, telles que le gaz naturel, le nucléaire, les énergies renouvelables, etc. Il existe donc, du côté de la demande, plusieurs « alternatives » au charbon thermique dans le secteur électrique - contrairement au charbon cokéfiabable dans les aciéries. A l'instar d'Abbey et Kolstad (1983), nous ne considérons pas ces différentes sources d'énergie thermique comme étant des « substituts », mais des énergies alternatives. Le choix de l'énergie consommée dans la production d'électricité ne dépend pas que des prix relatifs des différentes énergies. D'autres facteurs influencent également ce choix, tels que les coûts du capital et d'exploitation, les coûts de démarrage et de fermeture, la fiabilité des énergies et des

⁹ Nous soulignons le fait que le lignite est également considéré comme du charbon thermique. Cependant, cette qualité est essentiellement consommée et utilisée pour répondre à la demande domestique du pays producteur. Par conséquent, le lignite ne fait pas objet d'échanges maritimes (Abbey et Kolstad, 1983).

centrales, les politiques d'approvisionnement thermique, le taux d'émissions, les prix du carbone et des permis d'émission, les contraintes de transmissions sur le réseau d'approvisionnement électrique, et enfin les technologies de captage et de stockage de CO₂ (US EIA, 2012a ; Christie, 2012).

En conclusion, nous considérons que le charbon thermique et le charbon sidérurgique sont des produits différents selon leur qualité et leur rang, leur utilisation finale, ainsi que des conditions de leurs marchés. Ces derniers répondent à des comportements différents. Ainsi, nous jugeons plus réaliste et pertinent de les analyser séparément. Dans le cadre de cette thèse, nous décidons d'analyser uniquement le marché du charbon thermique. Depuis les années 2000, le marché du charbon thermique rentre dans une nouvelle ère. Dans une époque où les préoccupations concernant les problématiques environnementales et climatiques ne cessent d'augmenter, et où la transition énergétique est au cœur de nombreux discours et programmes politico-économiques, paradoxalement, le charbon vapeur reste l'énergie thermique la plus consommée au monde. Son marché se développe de façon importante à l'échelle mondiale. La configuration de son marché change suite à des modifications structurelles. Ses prix deviennent instables et volatiles. Ainsi, compte tenu de l'importance actuelle du charbon thermique sur la scène mondiale d'approvisionnement énergétique, nous portons notre analyse économique et institutionnelle exclusivement sur ce marché.

Section 2. Essor de l'industrie charbonnière

Après avoir joué un rôle capital et incontestable dans la révolution industrielle du XIX^e, le charbon thermique redevient un incontournable de la scène d'approvisionnement énergétique au XXI^e siècle. Nous pouvons trouver des éléments du côté de l'offre et de la demande pour expliquer ce phénomène. Certes, le jeu des prix relatifs n'est pas négligeable – bien au contraire. Cependant, d'autres facteurs clés sont aussi à prendre en considération (Angelier, 1981 ; Martin-Amouroux, 2008). L'évolution des conditions de base de l'industrie, la défaillance des autres énergies concurrentes, la diversité institutionnelle des pays concernés, la nature des acteurs présents, ainsi que les nouveaux rapports de force sont autant de changements et d'éléments contribuant au retour en force du charbon. Nous évoquons l'effet des prix relatifs, l'évolution des conditions de base, ainsi que l'arrivée massive de nouveaux capitaux dans l'industrie charbonnière dans les sous-sections qui suivent.

2.1. Effet des prix relatifs

(Les statistiques présentées dans cette sous-section sont directement issues ou calculées à partir des rapports annuels Coal Information de l'IEA et du site officiel de l'Insee.)

Les prix relatifs du charbon thermique par rapport aux autres sources d'énergie concurrentes contribuent fortement à l'évolution de la consommation du charbon. Tenant compte du capital technique nécessaire à l'exploitation et l'utilisation de chacune des sources d'énergie, il paraît logique que les prix relatifs deviennent un facteur fondamental permettant d'expliquer l'évolution actuelle de l'industrie charbonnière. Ce facteur joue un rôle d'autant plus important durant les deux chocs pétroliers de 1973 et 1979. Entre 1973 et 2010, la consommation mondiale de charbon thermique relative à celle du pétrole augmente de 1,1 point à 1,8 point ; soit une hausse de 63,6 %.

Cependant, nous constatons que cette évolution est différente selon les pays et les régions. Ce facteur n'est ni la source unique, ni l'élément concluant dans l'explication de l'essor du charbon. Prenons le cas des économies de marché, où le choix des différents combustibles dépend fortement des prix relatifs. Même si nous posons l'hypothèse de la substitution quasi parfaite des sources d'énergie thermique dans la production d'électricité, les faits nous montrent que le jeu des prix relatifs n'est pas le facteur déterminant dans le choix de l'énergie

thermique utilisée. Ce constat renforce notre positionnement quant à considérer les différentes énergies thermiques comme alternatives, et non pas substituts (mentionné dans la sous-section 1.2). Ci-dessous, nous évoquons quelques exemples de pays et de régions où d'autres facteurs, outre les prix relatifs, permettent d'expliquer l'augmentation ou la baisse de la consommation du charbon.

- 1) La consommation du charbon relative à celle du pétrole des pays émergents d'Asie¹⁰ augmente de plus de 25 %, passant de 1,9 point en 1973 à 2,4 points en 2012. Cette augmentation est essentiellement la conséquence du processus d'industrialisation et d'urbanisme, ainsi que d'une volonté politique et économique d'indépendance et d'autonomie via la consommation des ressources nationales.
- 2) Sur la même période (1973-2012), la consommation du charbon relative à celle du pétrole du Japon passe de 0,2 point à 0,6 point. Malgré cette importante augmentation (200 %), ce pays ne consomme en moyenne que 3 % du charbon mondial par an. Ainsi, la consommation japonaise n'a qu'un faible impacte sur la croissance de la consommation mondiale.
- 3) Un autre exemple est celui de la Russie. Entre 1973 et 1985, la consommation de charbon de l'Union des Républiques Socialistes Soviétiques (l'URSS) augmente de plus de 8 %. Cette hausse ne peut pas être expliquée que par le jeu des prix relatifs du charbon. D'autant plus que, sur cette période, les prix du gaz naturel sont très faibles - fixés au tiers de leur niveau mondial. Cette hausse de la consommation coïncide à l'effondrement du régime communiste et à la vague de privatisation des industries, y compris celle du charbon. Depuis, dans l'ensemble des pays ex-membres de l'Union Soviétique, il existe une baisse générale de la consommation du charbon thermique, et cela même dans les grands pays consommateurs tels la Russie et l'Ukraine. La seule exception est le Kazakhstan qui affiche une augmentation de sa consommation en charbon thermique et en lignite.
- 4) Dans le même contexte, l'Europe est un autre exemple à citer. Entre 1973 et 2012, la consommation du charbon comparée à celle du pétrole diminue d'environ 13 % (de 0,55

¹⁰ Les pays émergents d'Asie, nouvellement industrialisés pour la plupart, sont la Chine, la Corée du Sud, l'Inde, l'Indonésie, la Malaisie, le Singapour, Taïwan et la Thaïlande.

point à 0,48 point). L'épuisement des réserves nationales, l'inefficacité économique de l'exploitation du charbon européen face aux charbons importés, ainsi que le développement du nucléaire et l'engouement autour des énergies renouvelables dû aux restrictions climatiques sont, entre autres, des explications quant à cette baisse de consommation. En résumé, la consommation du charbon diminue en Europe, excepté pour les grands pays consommateurs tels que l'Allemagne, le Royaume-Uni et la Pologne entre autres.

2.2. Évolution des conditions de base de l'industrie

Même au XIX^e siècle, durant l'époque du *King Coal*¹¹ au Royaume-Uni, l'industrie charbonnière conserve une structure très délocalisées, atomisées et éclatées en petites unités - notamment comparée à l'industrie pétrolière. Face à la résistance des entrepreneurs, et malgré les progrès techniques et les innovations technologiques, peu de débouchés s'offrent dans cette industrie (Angelier, 1981). De ce fait, à défaut de contribuer aux changements du contexte économique, l'industrie du charbon en subit davantage les conséquences. Il n'y a pas de réelles implications dans les différents processus d'innovation de la part de l'industrie charbonnière – celle-ci se contentant d'adopter les nouvelles technologies et les évolutions techniques.

C'est sans compter les changements structurels apparus vers la fin des années 1970 et au début des années 1980, menant à un renouveau de l'industrie. Les faits confirment cette « métamorphose » (Martin-Amouroux, 2008). Depuis 1973, la consommation mondiale d'énergie et de charbon respectivement augmente en moyenne de 2,25 % et 3,25 % par an (IEA *Coal Information 2011*). Le charbon prend également une place plus importante dans l'approvisionnement énergétique mondial, passant d'environ 24,6 % en 1973 à 29 % en 2012 (IEA, *Key World Energy Statistics 2014*). Toutes ces évolutions sont suivies par l'augmentation annuelle de la production de plus de 4 %. Cependant, cette hausse de production cache des disparités géographiques intéressantes quant à l'offre de charbon. Ainsi, nous constatons une importante hausse de la production en Chine, un développement considérable de l'industrie charbonnière en Australie, en Afrique du Sud, au Canada et en Russie. Sans oublier l'entrée marquante de l'Indonésie, de la Colombie, ou encore du

¹¹ L'expression « *King Coal* » fait référence au roman du même titre d'Upton Sinclair (1917) décrivant les conditions de travail difficiles des mineurs pendant l'âge d'or du charbon aux États-Unis durant les années 1910.

Kazakhstan sur la scène mondiale. Nous constatons donc qu'il existe désormais un dynamisme au niveau de la production et de son développement – développement pour lequel l'Europe et son industrialisation n'y sont plus le centre.

Ce dynamisme est lié aux changements techniques et économiques. L'ancienne industrie – sur laquelle la révolution industrielle européenne s'est basée – se repose sur une main-d'œuvre abondante qui pèse lourd sur le prix de revient unitaire du charbon. De nos jours, ce n'est plus la main-d'œuvre, mais plutôt – et surtout – le capital qui occupe une place importante dans la structure des coûts.

Selon Angelier (1981), les changements et les évolutions techniques font que d'une part, la main-d'œuvre est substituée par le capital ; d'autre part, l'augmentation de la part du coût du capital dans la structure des coûts et, par conséquent, dans celle du prix de revient attire davantage d'investissements dans les nouvelles techniques de production. Cela permet une hausse plus que proportionnelle de la rémunération du capital (accélération de la rotation du capital). Ce qui se traduit aussi par l'amortissement de ces investissements à un niveau de production plus élevé. Dans ces cas-là, ce n'est plus la performance technique en soi qui est une priorité, mais son impact et ses effets sur la structure des coûts de production et, par conséquent, la répartition primaire à l'intérieur de l'industrie.

L'évolution de la structure des coûts, ainsi que la baisse du coût de la main-d'œuvre en faveur du capital peuvent se réaliser de plusieurs façons. Outre l'emploi d'une main-d'œuvre locale peu coûteuse (comme c'est le cas en Afrique du Sud ou en Colombie), il existe surtout des efforts de mécanisation et d'automatisation de l'extraction, de l'exploitation et du transport du charbon. Cependant, que ce soit dans le cas des mines souterraines ou à ciel ouvert, les configurations géologiques (l'épaisseur des veines et la profondeur des gisements) et les conditions géographiques (l'emplacement et la localisation des mines exploitables avec les techniques présentes) représentent tout de même des freins et des barrières aux évolutions techniques.

2.3. Arrivée de nouveaux capitaux

Le développement et l'adoption des nouvelles techniques de production ne peuvent être possibles sans l'arrivée de nouveaux capitaux (Martin-Amouroux, 2008). Des investissements

directs sont réalisés dans l'exploitation et l'ouverture de nouvelles mines de charbon. C'est le cas en Inde, où la modernisation est grandement soutenue. Mais également en Chine où, attirés par des perspectives de valorisation, les capitaux privés, ainsi que l'autofinancement des compagnies mènent à bons termes la politique de reconstruction de l'industrie charbonnière chinoise. Globalement, trois différentes structures avec différents objectifs investissent ambitieusement dans l'achat d'une partie ou de la totalité des compagnies déjà installées : les sidérurgies, les compagnies électriques, ainsi que les compagnies minières et pétrolières.

L'investissement des sidérurgies est essentiellement réalisé afin de garantir la sécurité de leur approvisionnement en charbons cokéfiabiles. C'est le cas des japonais Mitsubishi et Mitsui investissant principalement dans le Queensland (Australie). Mais aussi des compagnies russes et indiennes s'appropriant des parts en Australie et même au Kazakhstan. Des compagnies électriques injectent également des capitaux dans l'industrie charbonnière. Pourtant, ces compagnies sont moins préoccupées par les questions de sécurité d'approvisionnement - car moins dépendantes du charbon thermique comme seule source d'énergie consommée dans la génération électrique (mentionné dans la sous-section 1.2). Ces investissements aboutissent à du renouveau aux États-Unis dans la région de Powder River Basin, en Afrique du Sud, mais encore en Russie avec l'injection des investissements des compagnies d'électricité sibériennes.

Les compagnies minières et pétrolières sont également d'autres structures ayant apporté un nouveau souffle, notamment dans les structures organisationnelles et institutionnelles et dans les modes de gestion de l'industrie charbonnière. Tout commence dans les années 1960, aux États-Unis. Pour les compagnies pétrolières, l'entrée massive de leurs capitaux fait d'une pierre deux coups : rattraper leurs éventuelles pertes sur les fossiles lourds, et couvrir leurs arrières face à un éventuel pic de production du pétrole et, par la suite, la rareté des réserves. Cette vague d'investissement continue jusqu'au premier choc pétrolier en 1973. Cette fois, ce sont les pays dotés d'importantes réserves en charbon qui s'imposent, tels l'Australie, l'Afrique du Sud, la Colombie et la Pologne, modifiant ainsi fortement l'intensité et la direction des flux de charbon et, par conséquent, le centre de gravité de l'industrie. Les structures pétrolières sont entrées en scène de différentes façons : l'acquisition de réserves de charbon, l'achat de parts de certaines compagnies charbonnières, ou l'achat total de ces dernières. Nous pouvons supposer que cette tendance mène à une prise de pouvoir des

compagnies pétrolières. Ce n'est pas le cas, tant au niveau de la production qu'au niveau du transport (Angelier, 1981).

L'implantation des compagnies pétrolières a lieu principalement dans des pays industrialisés, avec des industries contrôlées, suivant des politiques énergétiques précises, et dont la majeure partie de la production domestique est destinée à la consommation nationale (tels l'Australie, les États-Unis, et le Canada entre autres). Sans oublier qu'au stade de la production, la concurrence est rude, compte tenu du nombre important de sociétés et de multinationales minières, mais également de différents groupes industriels et financiers. Malgré l'importance des investissements et l'expérience des structures pétrolière, ces éléments freinent la création éventuelle d'un cartel de ces dernières – comme ce fut le cas dans l'industrie pétrolière.

Au niveau du transport également, la probabilité d'une éventuelle concentration de pouvoir reste faible. Le transport du charbon ne nécessite aucune structure spécifique (à l'opposé du pétrole, du gaz naturel ou de l'électricité), si ce n'est que des vraquiers et des vaisseaux susceptibles de transporter différentes marchandises solides et commodités en vrac (tels les capesizes, les panamax, les handysizes et les handymax)¹². À ce stade, il est improbable que le transport du charbon soit contrôlé par un petit nombre de compagnies de quelque nature (Angelier, 1981).

¹² Ces vraquiers (aussi appelées minéraliers) sont les principaux navires dans le transport maritime de vrac sec. Leur différence est basée sur des critères de dimension et de tonnage. La classification dimensionnelle est la suivante : grand Capesize (150 000 tpl ou plus), petit Capesize (80 000 – 149 999 tpl), Panamax (55 000 – 84 999 tpl), Handymax (35 000 – 54 999 tpl) et Handysize (10 000 – 34 999 tpl) (Conférence des Nations Unies sur le Commerce et le Développement (CNUCED), 2012).

Section 3. Ressources et réserves

Le volume restant des réserves de charbon – tout comme les autres sources d'énergies non renouvelables telles que le pétrole et le gaz - est le sujet de nombreuses études (Jevons, 1866 ; Robine, 1990 ; Laherrère, 2002 ; Evans et Hunt, 2009). En 2000, certains messages d'inquiétude se font entendre. En étudiant le cas des mines de Pennsylvanie, Laherrère (2002) vérifie si le charbon se comporte comme le pétrole concernant la déplétion (i.e. la diminution) des ressources. Ainsi, à l'aide du modèle de King Hubbert (1956)¹³, il déduit que la date du commencement de la déplétion du charbon est très probablement entre 2035 et 2055.

Ainsi, de nos jours, la pérennité des réserves et surtout des ressources n'est pas cause de préoccupation et de barrière au développement de la production et de la consommation charbonnière. Le charbon est une source d'énergie largement disponible et géographiquement répartie sur les quatre continents. Ses ressources et réserves sont abondantes et très bien distribuées d'un point de vue géopolitique. De ce fait, il n'y a que très peu de risque concernant une éventuelle rupture d'approvisionnement. Le challenge ne réside donc pas dans la disponibilité physique du charbon, mais dans le développement d'un environnement approprié à l'approvisionnement du charbon suivant la demande des différents marchés – d'où l'importance des investissements directs et indirects, ainsi que de la durabilité de l'industrie.

Il existe un nombre d'éléments détaillés et complexes à prendre en compte quant à la décision d'explorer un site et d'exploiter un gisement de charbon. La classification de ces éléments est basée sur des critères économiques et géologiques. Nous retenons les deux termes principaux « ressource » et « réserve », et en donnons la définition (sous-sections 3.1 et 3.2). Deux organismes internationaux reconnus et officiels établissent des méthodes d'évaluation des ressources et des réserves dans le monde. Le premier est l'Institut Fédéral Allemande de la Géoscience et des Ressources Naturelles (BGR), dont les estimations sont essentiellement utilisées par l'IEA. Le second organisme est le *World Energy Council* (WEC), qui est la référence statistique du *BP Statistical Review of World Energy*. Selon l'organisme, l'évaluation du volume des ressources et des réserves peut ne pas être identique. Nous

¹³ Selon Marion King Hubbert (1956), la courbe de production des matières premières a la forme d'une cloche. Cette dernière a deux caractéristiques : d'une part, elle atteint un maximum (le pic d'Hubbert) indiquant forcément la baisse de la production ; d'autre part, elle est également relativement symétrique par rapport à ce maximum. Selon Hubbert, le sommet est atteint lorsque la moitié de la ressource est exploitée.

estimons donc important de rester prudent dans l'interprétation des données concernant les ressources et les réserves – d'autant plus que la définition de ces dernières peut varier d'un pays à un autre.

3.1. Ressources

Selon les définitions du WEC (2013), le terme « ressource » fait référence aux volumes d'une énergie fossile encore en place à une époque donnée et considérés comme extractibles d'un point de vue technique. En d'autres termes, les ressources correspondent aux dépôts situés à des profondeurs maximales (inférieur à 1800 m) et compatibles avec les techniques d'extraction existantes. Dans le cas du charbon, ces dépôts sont principalement sous forme de veines épaisses (au minimum 35-80 cm selon le type de charbon). Nous distinguons deux sous-catégories de ressources :

1) Ressources prouvées (*proved amount in place*)

Les ressources prouvées sont les ressources dont les propriétés de rang (représentant la qualité du charbon), de maturité et de quantité sont établies à partir de données géologiques fiables et robustes, et affirmées par des analyses et des méthodes. Le volume des ressources prouvées donne un indice sur la potentialité que peuvent offrir les différents dépôts de charbon.

2) Ressources possibles et probables (*indicated and inferred resources*)

Ces ressources sont celles qui pourraient exister dans des zones et des extensions encore inexplorées soit de dépôts connus, soit de dépôts non découverts dans des zones minières connues. Ainsi, sont également prises en compte les quantités de ressources estimées en se basant sur des conditions géologiques favorables et reconnues.

Selon les deux sources officielles – le WEC et le BGR - la quantité déclarée des ressources de charbon est différente. Le premier estime que les ressources mondiales prouvées de charbon dépasseraient les 1 000 milliards de tonnes (Gt), auxquelles s'ajouteraient 1 770 Gt de ressources estimées. Quant au BGR, il estime la quantité globale des ressources à 15 675 Gt. Ces statistiques sont loin d'être exhaustives – certains pays n'ayant pas la même

définition des différentes catégories de ressources ; d'autres n'indiquant pas avec exactitude la quantité de celles-ci.

3.2. Réserves

Les réserves sont la part des ressources exploitables d'un point de vue économique à une date donnée. Ainsi, le basculement entre les ressources et les réserves se fait essentiellement sur des critères économiques. Il existe aussi deux sous-catégories de réserves:

1) Réserves récupérables prouvées (*proved recoverable reserves*)

Ces réserves représentent la part des ressources prouvées susceptibles d'être récupérées dans le futur, compte tenu des conditions économiques locales présentes et futures avec les techniques actuelles. Les scénarios énergétiques futurs des différents pays sont construits et définis en se basant sur les données et les statistiques de cette catégorie de réserves.

2) Réserves récupérables additionnelles estimées (*estimated additional recoverable reserves*)

Cette sous-catégorie des réserves représente les volumes en place dont l'exploitation est jugée raisonnable dans le futur en se basant sur les informations techniques et géologiques disponibles.

En théorie, le volume des réserves diminue dans des situations de prix faibles – certaines réserves sont jugées non rentables d'un point de vue économique (Bessereau et Sanière, 2008). Inversement, quand les prix sont élevés, certaines ressources sont dès lors considérées comme des réserves. De même qu'un progrès technique (e.g. les méthodes d'exploitation à ciel ouvert versus souterraine) ou la hausse des prix permet théoriquement, toutes choses égales par ailleurs, l'augmentation du volume des réserves prouvées car une partie des ressources probables et possibles est comptabilisée dans cette catégorie.

Dans le cas des réserves, tout comme les ressources, les interprétations doivent se faire avec précaution. Des raffinements et des redéfinitions dans le terme « réserve » peuvent

s'imposer de la part de certains pays. C'est le cas de l'Allemagne, dont les réserves subventionnées sont dorénavant exclues des réserves prouvées globales. Il en est de même pour la Pologne et le Royaume-Uni, où seules les réserves opérationnelles sont prises en compte dans le calcul du volume des réserves prouvées. Selon le BGR, les réserves mondiales de charbon s'élèvent à hauteur de 1 004 Gt – ce qui équivaut à un ratio réserves/production de 130 ans. Cette estimation est différente de celle donnée par le WEC. Ce dernier évalue les réserves mondiales à plus de 890 Gt ; soit 113 ans de réserves compte tenu du taux annuel actuel de production.

Le charbon est connu pour avoir les réserves les plus abondantes au monde comparé aux autres sources d'énergie fossiles. A la fin de l'année 2012, les réserves récupérables mondiales de charbon sont estimées à plus de 891,5 Gt – représentant un ratio réserves/production de 113 ans (*BP Statistical Review of World Energy 2014*). Ce ratio est de l'ordre de 53,3 ans et 55,1 ans pour le pétrole et le gaz naturel respectivement. Nous constatons donc que la quantité des réserves prouvées du charbon assure un approvisionnement plus durable comparé aux autres énergies non renouvelables alternatives.

Du point de vue géographique, les réserves de charbon sont réparties de façon presque équitable sur deux zones Europe-Atlantique (avec 35 % des réserves prouvées mondiales) et Asie-Pacifique (avec 30 % de la totalité des réserves)¹⁴. La répartition des réserves est aussi intéressante selon le type de charbon. De la totalité des réserves récupérables, environ 404,8 Gt sont de l'antracite et du bitumineux (47 %) et 456,2 Gt sont du lignite et du sous-bitumineux (53 %). Des réserves d'antracite et de bitumineux, une grande partie (40 %) se trouve sur le bassin asiatique ; contre 23 % sur la zone européenne. En termes de volume, les réserves de lignite et de sous-bitumineux sont inversement réparties sur ces deux zones. Ainsi, 23 % se situent sur le bassin Pacifique ; contre le double (46,5 %) sur le bassin Atlantique.

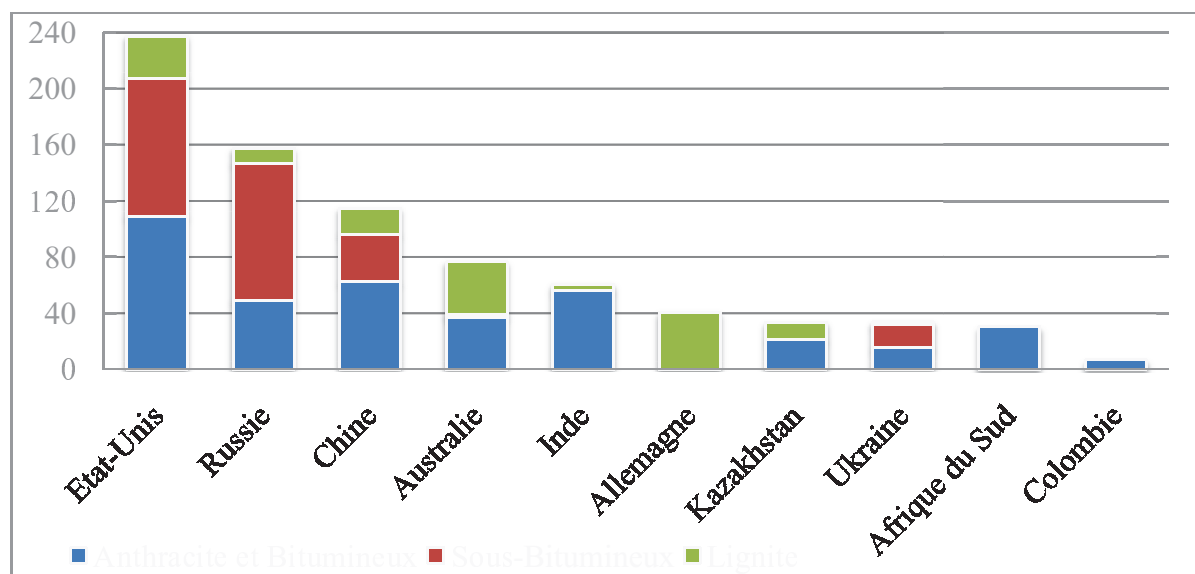
3.3. Répartition géographique et qualitative

La Figure 1.2 nous montre la répartition qualitative des réserves de charbon des dix pays les plus dotés dans le monde. Ces dix pays détiennent à eux-seuls plus de 90 % des réserves mondiales ; soit un total d'environ 812 Gt réparties approximativement en 403 Gt d'antracite

¹⁴ Le marché du charbon thermique fait souvent référence à deux régions Europe-Atlantique et Asie-Pacifique. Nous développons en détail la nature de cette appellation dans le Chapitre 2.

et de bitumineux, environ 293 Gt de sous-bitumineux et 195,4 Gt de lignite. Dans cette sous-section, nous présentons ces pays séparément, tout en situant géographiquement l'étendue de leurs ressources et de leurs réserves. L'ensemble des données pour l'année 2013 et des informations de cette partie est issu des différents rapports publiés par *BP Statistical Review of World Energy*, le WEC et le BGR.

Figure 1.2 - Répartition des réserves dans les pays les plus dotés en 2013 (Gt)



Sources: A partir de *BP Statistical Review of World Energy (2014)* et *World Energy Council (2010)*

1) États-Unis

Les États-Unis sont dotés des plus importantes ressources et réserves prouvées au monde. Les ressources sont abondamment réparties sur 13 % du territoire. Les dépôts sont estimés à environ 442,4 Gt, répartis en 241,6 Gt d'anthracite et de bitumineux, 161,8 Gt de sous-bitumineux, et 39 Gt de lignite. De ces ressources, 237,3 Gt sont définies en tant que réserves prouvées et représentent pour ce pays un potentiel de production d'environ 266 ans. En termes de qualité, les réserves sont réparties en 108,5 Gt d'anthracite et de bitumineux, 98,6 Gt de sous-bitumineux, et 30,2 Gt de lignite. Environ la moitié (47 %) se situe dans la région ouest du pays, dans le Montana et le Wyoming ; 32 % se situent dans la partie centrale, à Illinois et au Kentucky-ouest ; les 21 % restants sont situés dans les régions d'Appalaches, en Virginie-ouest, en Pennsylvanie et dans l'Ohio.

2) Russie

Les ressources prouvées de la Russie s'élèvent à 194 Gt et sont largement dispersées sur le territoire : de l'ouest (bassin de Moscou) jusqu'au sud (extrême est du bassin Donets), de la Sibérie jusqu'à l'Extrême-Orient¹⁵, ainsi qu'à l'extrême nord de la Russie européenne (fleuve de Petchora). La Russie est également le deuxième pays le plus riche en termes de réserves, avec plus de 17,5 % des réserves mondiales. Les réserves économiquement récupérables avec un rang élevé se situent sur le bassin de Petchora et de Kouznetsk. Ces réserves sont réparties en 49 Gt d'antracite et de bitumineux, 97,5 Gt de sous-bitumineux et 10,5 Gt de lignite. Tenant compte du taux annuel de production, il reste encore 452 ans de réserves prouvées en Russie.

3) Chine

La Chine est le troisième pays le plus doté en réserves prouvées (avec 12,9 % des réserves mondiales et un ratio réserves/production de seulement 31 ans compte tenu du taux de production annuelle¹⁶). 75 % des réserves prouvées et économiquement récupérables se trouvent dans les provinces de Shanxi, de Shaanxi et de la Mongolie-Intérieure (nord et nord-ouest du pays). La totalité de ces réserves se répartit entre les réserves de houille et de lignite qui représentent respectivement 95,9 Gt et 18,6 Gt. La fiabilité des données concernant les réserves prouvées de la Chine est discutable. Selon Bessereau et Sanière (2008), ces données ne sont pas actualisées, et cela depuis 1992.

4) Australie

Les ressources prouvées de l'Australie sont estimées à plus de 101 Gt. Les dépôts de charbon bitumineux et sous-bitumineux (*black coal*¹⁷) se situent essentiellement dans les bassins de Sidney et de Bowen, à New South Wales et à Queensland. Quant à ceux de lignite, ils sont plutôt situés en Victoria (seul état producteur de lignite en Australie), dans la partie

¹⁵ Les principaux bassins de cette région sont Irkoutsk, Kansk-Atchinsk, Kouznetsk, Lena, Toungouska, et Yakoutie du sud.

¹⁶ Selon la source, les données concernant la Chine peuvent être différentes. Cette situation est la conséquence de l'absence continue d'informations fiables, ainsi que des problèmes liés à la définition des termes ressources et réserves.

¹⁷ Selon les définitions données par l'*Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics* (ABARE, 2010b), le *black coal* regroupe les charbons de qualité anthracite, bitumineux et sous-bitumineux provenant de dépôts ayant un âge entre 140 et 225 millions d'années.

ouest et sud du pays, ainsi qu'en Tasmanie. Ce pays est également quatrième dans le classement des pays les plus dotés en réserves prouvées de charbon avec plus de 8,5 % des réserves mondiales ; soit environ 37 Gt d'antracite et de bitumineux, 2,1 Gt de sous-bitumineux, et 37,2 Gt de lignite. Tenant compte du taux annuel de production, le potentiel des réserves est de 160 ans.

5) Inde

En termes de ressources, le charbon est la source d'énergie fossile la plus abondante en Inde (105,8 Gt). 21 % de ces ressources sont considérées comme réserves géologiques récupérables. Les dépôts de houille (antracite et bitumineux) se situent entre la moitié est (la région Andhra Pradesh) et l'extrême nord du pays (Arunachal Pradesh). Les ressources de lignite sont localisées dans l'État sud de Tamil Nadu. Les réserves prouvées de l'Inde s'évaluent à 56,1 Gt d'antracite et de bitumineux, et 4,5 Gt de lignite – l'équivalent de près de 7 % des réserves mondiales et d'un siècle de réserves potentielles au rythme de sa production actuelle. Trois quarts des ces réserves sont concentrées à Orissa et à l'ouest du Bengale. Même si les réserves de ce pays couvrent toutes les qualités de charbon, elles contiennent un degré de cendre élevé et sont faibles en pouvoir calorifique - ce qui rend le charbon indien d'une qualité faible et médiocre.

6) Allemagne

Les réserves prouvées de l'Allemagne s'élèvent à environ 40,6 Gt (4,5 % des réserves mondiales ; l'équivalent de 27 ans de réserves potentielles). Presque la totalité de ces réserves correspond à du lignite. Les 48 Mt restants sont des réserves d'antracite et de bitumineux. Trois quarts de cette houille sont produits dans le bassin du Ruhr ; le reste l'est dans le bassin de Saare. A ce jour, l'Allemagne est le plus grand producteur de lignite au monde. Sa production extraite des réserves de Rhineland est la plus importante d'Europe et joue un rôle capital à l'échelle nationale.

7) Kazakhstan

Les ressources prouvées du Kazakhstan sont estimées à 62,2 Gt, dont 33,6 Gt définies comme réserves prouvées. L'essentiel de celles-ci (63 %) est de qualité bitumineuse et se

situé dans les bassins Karaganda, Ekibastouz et Teniz-Korzhankol, dans les dépôts de Kushokinsk, Borly, Shubarkol et Karazhyra. Le reste correspond à des réserves de lignite et se situe dans les bassins de Turgay, Nizhne-Iliyskiy et Maikuben. Ce pays possède également près de 4 % des réserves mondiales ; soit l'équivalent de plus de 290 ans en termes de ratio réserves/production.

8) Ukraine

Les ressources de l'Ukraine sont estimées à 45 Gt – 45 % de charbon bitumineux, 49 % de sous-bitumineux et 6 % de lignite. Les dépôts de bitumineux et de sous-bitumineux se situent dans le bassin de Donetsk, à l'est du pays. Comme le Kazakhstan, l'Ukraine possède 3,9 % des réserves mondiales prouvées. Les 15,4 Gt de charbon bitumineux, 16,6 Gt de sous-bitumineux et 2 Gt de lignite correspondent à 384 ans de réserves potentielles compte tenu de la production actuelle, faisant de l'Ukraine l'un des pays européens les plus riches en termes de réserves de charbon toutes qualités confondues.

9) Afrique du Sud

Les dépôts de charbon de l'Afrique du Sud se situent dans trois régions principales : la zone de formation Volksrust, qui couvre une grande partie du centre et du nord de la province de Mpumalanga ; la zone de formation Vryheid, dans la partie nord du bassin Karoo ; le site de formation Molteno, située au nord-est du Cape. La formation Vryheid est la plus importante d'un point de vue économique. Il existe également des ressources de lignite d'une importance économique tout au long de KwaZulu-Natal et des côtes du Cape. Les réserves prouvées de l'Afrique du Sud sont estimées à près de 30,1 Gt d'antracite et de charbon bitumineux ; soit près de 3,5 % des réserves mondiales et l'équivalent de 117 ans de potentiel compte tenu du taux de production actuel. La qualité élevée du charbon de l'Afrique du Sud est un avantage essentiel sur le marché des exportations.

10) Indonésie

Le charbon indonésien est un des charbons les plus propres au monde – ce qui le rend très compétitif sur les marchés nationaux et internationaux. La majorité des dépôts se situent à Sumatra, à l'est et au sud de Kalimantan. Les ressources sont estimées à 105 Gt. Les réserves

sont intégralement des réserves de sous-bitumineux (28 Gt ; soit plus de 3 % des réserves mondiales). Compte tenu de son taux de production annuelle, l'Indonésie possède 67 ans de potentiel de réserves.

Nous bouclons cette partie avec le Tableau 1.2 qui résume et regroupe les informations de cette sous-section.

Tableau 1.2 - Principaux pays en termes de réserves prouvées en 2013 (Gt)

Pays	Anthracite et Bitumineux	Sous- Bitumineux	Lignite	Total	Ratio Réserves/ Production	% des Réserves Mondiales
États-Unis	108,5	98,62	30,18	237,3	266	26,6
Russie	49,09	97,47	10,45	157,01	452	17,6
Chine	62,2	33,7	18,6	114,5	31	12,8
Australie	37,1	2,1	37,2	76,4	160	8,6
Inde	56,1	-	4,5	60,6	100	6,8
Allemagne	0,05	-	40,5	40,55	213	4,5
Kazakhstan	21,5	-	12,1	33,6	293	3,8
Ukraine	15,35	16,58	1,95	33,87	384	3,8
Afrique du Sud	30,16	-	-	30,16	117	3,4
Indonésie	-	28	-	28	67	3,1
Monde	403,20	488,33		891,53	113	100

Source: À partir de BP Statistical Review of World Energy (2014) et World Energy Council (2010)

Section 4. Production et consommation

Nous continuons la présentation de la chaîne de valeur de l'industrie charbonnière en évoquant la production et la consommation du charbon dans son ensemble, et du charbon thermique en particulier. Nous rappelons que les trois qualités anthracite, bitumineux¹⁸ et lignite sont utilisées dans les unités thermiques pour la production d'électricité. Par la suite, le terme « charbon thermique » regroupe les charbons de qualité anthracite et bitumineux (*steam coal*) ; le lignite est considéré séparément (*brown coal*). Certes le lignite – par son usage – est considéré comme du charbon thermique. Cependant, cette qualité est essentiellement consommée dans le pays producteur afin de répondre à la demande domestique et ne fait donc pas objet d'échanges maritimes (Abbey et Kolstad, 1983). Dans cette section, la notation « TCAM » est utilisée pour exprimer le Taux de Croissance Annuel Moyen¹⁹. L'essentiel des données de cette section est issu ou calculé à partir des rapports annuels *Coal Information, Electricity Information* (2012) et *Key World Energy Statistics* (2014) de l'IEA, ainsi que des rapports de *BP Statistical Review of World Energy*.

4.1. Production

La présentation des ressources, des réserves et de leur répartition géographique nous permet de déduire facilement qu'il n'existe pas de monopolisation des réserves exploitables du charbon. En effet, les pays les plus dotés en réserves figurent également parmi les plus grands producteurs et consommateurs. L'abondance de leurs réserves et la distribution géographique de ces dernières leur assurent donc une sécurité d'approvisionnement. De ce fait, globalement, ils n'en courent aucun problème ou risque d'approvisionnement, ni de troubles géopolitiques.

Comme mentionné dans la section précédente, ce n'est pas la quantité des réserves et surtout pas celle des ressources qui est considérée comme problématique dans le cas du charbon. Le challenge principal de l'industrie charbonnière réside dans son aptitude à produire en temps et en heure de façon à répondre à une forte croissance de la demande, et d'ajuster ainsi ses capacités de production et logistiques aux différents marchés de

¹⁸ Les données concernant le charbon sous-bitumineux sont intégrées dans la catégorie « charbon thermique » pour seulement onze pays : Australie, Belgique, Corée du Sud, États-Unis, Finlande, France, Islande, Japon, Mexique, Nouvelle Zélande et Portugal.

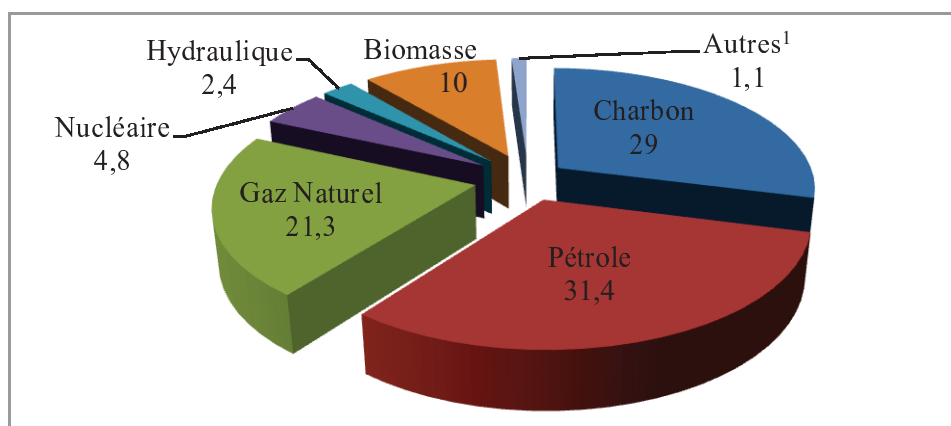
¹⁹ TCAM (en pourcentage) sur n périodes = $[(\text{Valeur finale}/\text{Valeur initiale})^{1/n} - 1] * 100$

consommation nationaux et internationaux. Comme mentionné auparavant, les réserves prouvées de charbon (toutes qualités confondues) s'élèvent à environ 891 Gt fin 2013. Ces réserves représentent un potentiel de 113 ans de réserves exploitables et économiquement récupérables pour répondre aux divers besoins énergétiques dans le monde. De ce fait, la question du *peak coal*²⁰ ne s'est jamais réellement posée comme un problème à résoudre - comme ce fut le cas pour le pétrole ou le gaz naturel.

4.1.1. Production du charbon

Fortement concurrencé par le pétrole et le gaz naturel, le développement et l'expansion de l'industrie charbonnière restent longtemps limités. Du premier choc pétrolier en 1973 jusqu'au début des années 1990, la production du charbon augmente de façon constante. Dès lors et jusqu'en 2000, l'évolution de la production est assez instable : une baisse jusqu'en 1993, suivie d'une hausse jusqu'en 1997, et une seconde baisse sur les deux dernières années de la décennie. En moyenne, la production baisse de plus de 101 Mt, avec un TCAM de - 0,2 %. Dès les années 2000, la production ne cesse d'augmenter ; une hausse de plus de 3 Gt jusqu'en 2012, avec un TCAM de plus de 4 %. Aujourd'hui, le charbon reste la deuxième source d'énergie primaire dans le bilan d'approvisionnement mondial, après le pétrole et avant le gaz naturel (Figure 1.3).

Figure 1.3 - Approvisionnement mondial par énergies primaires en 2012 (%)



(1) « Autres » inclut la géothermie, le solaire, l'éolienne, les biocarburants et les déchets.
Source: À partir de l'IEA, Key World Energy Statistics 2014

²⁰ Cette expression fait référence au *peak oil* représentant la période du commencement de la déplétion des ressources du pétrole.

L'évolution de la production du charbon présente des disparités selon les régions et les pays. En 2012, la production de la région Asie-Pacifique affiche une hausse de 4 % par rapport à l'année précédente. Cependant, les principaux producteurs de cette région ne suivent pas les mêmes variations ; l'Australie (4,2 %), la Chine (3,5 %), l'Indonésie (9 %), et l'Inde (5,8 %) augmentent leur production. Ce qui n'est pas le cas de la Thaïlande (- 14,3 %) et du Vietnam (- 6,1 %) où la production diminue. Il en est de même pour certains pays européens qui affichent une baisse de leur production, tels la Bulgarie (- 12,1 %), l'Espagne (- 5,5 %), la République Tchèque (- 4,2 %), et le Royaume-Uni (- 10,1 %) notamment. Inversement, d'autres pays européens augmentent tout de même leur production, comme l'Allemagne (2 %) et la Pologne (3,6 %). En moyenne, la production de l'Union Européenne augmente très faiblement de 140 tonnes. D'autres grands producteurs, jouant un rôle important sur le marché international, augmentent leur production : la Colombie (3,7 %), la Russie (6,1 %), l'Ukraine (4 %), ainsi que l'Afrique du Sud (3,1 %). A noter également la baisse importante de la production des États-Unis (- 7,5 %). Globalement, la production des pays membres de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE) diminue de 3,3 %, alors que celle des pays non membres augmente de 3,9 % entre 2011 et 2012.

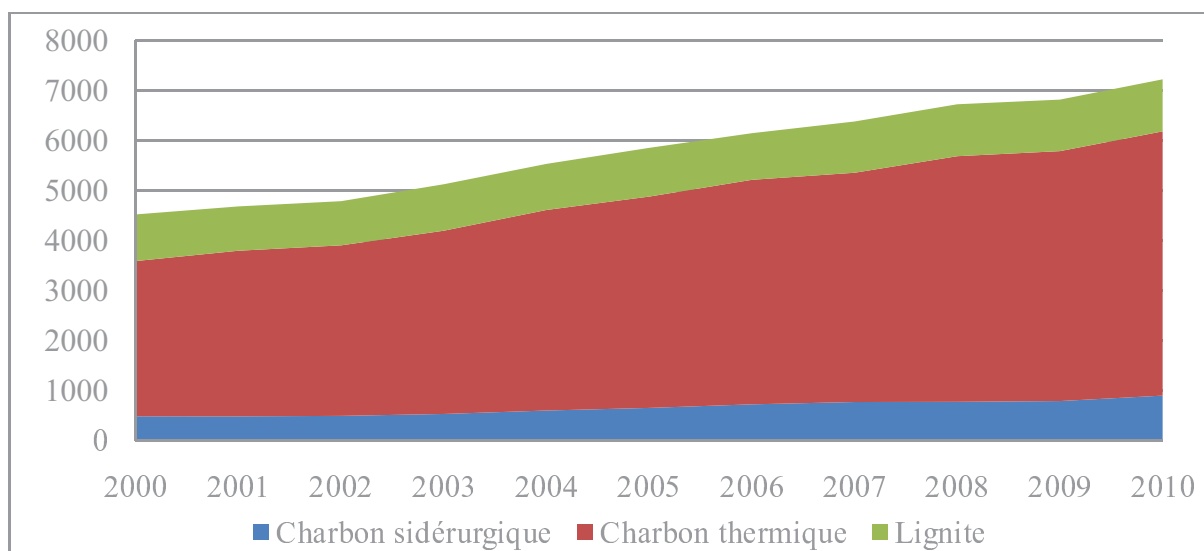
4.1.2. Production du charbon thermique

La Figure 1.4 nous montre l'évolution de la production des différents types de charbon entre 2000 et 2010. De 1973 à 2010, la production du charbon thermique affiche la même évolution que celle du charbon dans son ensemble ; à savoir une hausse constante jusqu'au début des années 1990, des variations jusqu'en 2000 (une première baisse de 1990-1993, une hausse de 1994-1997, et une seconde baisse de 1998-1999), pour enfin atteindre une augmentation continue jusqu'à aujourd'hui. De 2000 à 2010, la production du charbon thermique augmente d'environ 2,2 Gt, avec un TCAM d'environ 5 % ; celle du lignite augmente également de plus de 108 Mt, avec un TCAM de 1 %. L'augmentation de la production du charbon thermique et du lignite reflète le besoin croissant de répondre à la forte demande des centrales thermiques et du secteur de l'électricité dans une situation de prix relatifs faibles par rapport aux autres sources d'énergie thermique et notamment fossile.

D'un point de vue géographique, l'évolution de la production du charbon thermique affiche d'importantes disparités. Entre 2000-2010, la production des pays de l'OCDE-Europe diminue d'environ 57 Mt, avec un TCAM de - 3,9 %. La production des pays nord-

américains membres de l'OCDE augmente légèrement de 23,5 Mt à un TCAM de + 0,2 % ; celle des pays membres dans la région Pacifique augmente d'environ 57 Mt à un TCAM de plus de 2 %. Du côté des pays d'Asie, la production du charbon thermique affiche une hausse bien plus importante de plus de 1,9 Gt, avec un TCAM d'environ 7,8 % sur les onze années. Concernant la production de lignite, elle diminue dans les pays membres de l'OCDE d'Europe et d'Amérique du Nord respectivement de plus de 18 Mt et 13,5 Mt. Celle des pays membres du Pacifique reste quasi stable. En revanche, la production de lignite des pays d'Asie augmente considérablement de 184,5 Mt, avec un TCAM de 14,5 %.

Figure 1.4 - Évolution de la production (Mt)



Source : À partir de l'IEA, rapports annuels *Coal Information*

Concernant les pays européens, la baisse de production est le résultat de l'inefficacité économique de la production du charbon thermique face à des charbons importés à bas prix, du développement du nucléaire, de la place croissante du gaz naturel, et des restrictions environnementales. Quant aux pays de la région Asie-Pacifique, la hausse de la production reflète principalement la nécessité de répondre à la demande croissante des grands pays émergents de la région tels que la Chine et l'Inde.

4.2. Consommation

L'effet des prix relatifs du charbon thermique par rapport aux autres sources d'énergie joue un rôle important dans la reprise ou le recul non seulement de la production, mais aussi de la consommation. Cependant, comme nous le soulignons dans la Section 2, expliquer la

croissance de la consommation – essentiellement pendant les chocs pétroliers de 1973 et 1979 - par le seul biais du jeu des prix relatifs est simpliste et réducteur de la réalité. Dans les années 1970, la remontée du charbon dans le bilan énergétique mondial est en premier lieu la conséquence de l'émergence économique des pays d'Asie - essentiellement la Chine, suivie par l'Inde. Les différentes réformes (e.g. les vagues de nationalisation) menées par Deng Xiaoping (secrétaire général du Parti communiste de la Chine ; 1904-1997) et Indira Gandhi (première ministre de la République d'Inde ; 1917-1984) ont un impact plus important par rapport à l'effet de la baisse des prix relatifs du charbon. Cette baisse est un élément de réponse insuffisant face au ralentissement du développement de l'industrie charbonnière en Europe sur la même période. Il en est de même pour expliquer un déclin de consommation – comme le cas du contre choc de 1986. La baisse de la croissance de l'industrie après ce contre choc pétrolier n'est pas que le résultat de la hausse des prix relatifs. Elle est surtout liée à l'effondrement de l'URSS, dont la consommation chute de façon remarquable.

4.2.1. Découpage périodique

L'évolution et l'expansion de la consommation du charbon ne sont pas régulières ni dans le temps, ni dans l'espace (Martin-Amouroux, 2008). Différentes guerres et crises viennent interrompre les périodes d'essor de l'industrie. Les déplacements géographiques et les changements de rapports entre le charbon et les autres énergies concurrentes sont également des événements marquant l'évolution de la consommation. La périodisation de l'évolution de la consommation du charbon nous permet de mettre en lumière les principaux facteurs expliquant les différentes tendances selon les diverses régions du monde.

Historiquement, le point de départ est au XIX^e siècle au Royaume-Uni. Le passage des combustibles végétaux (e.g. le bois) aux combustibles minéraux entraîne un nouveau mode de consommation. Ce bouleversement dès plus innovant se répand tout d'abord en Europe - là où se concentre l'essentiel de la consommation mondiale - jusqu' outre-Atlantique, aux États-Unis, et autres régions telles que la Chine, le Japon, l'Inde et le Brésil. A cette époque, le charbon est un combustible sans concurrent (i.e. sans alternative). De ce fait, le charbon joue un rôle primordial dans l'industrialisation et s'emparé rapidement de tous les nouveaux usages énergétiques liés aux nouvelles innovations et techniques. La part du charbon dans la consommation mondiale de l'énergie est de loin la plus importante (environ 55 %), faisant ainsi reculer la part des biomasses et des énergies végétales à 40 %. Malgré un ralentissement

dû à la crise du capitalisme entre 1874 et 1877, le taux de croissance de la consommation est d'environ 4 % par an en moyenne sur toute la période.

La deuxième période commence en 1913 et se termine avec la première crise pétrolière en 1973. Cette tranche de temps représente une situation mondiale bouleversante et marque une rupture. Durant les deux guerres mondiales, la consommation baisse avec un TCAM de 0,9 %. Le recul du charbon et le déclin de sa consommation dans les économies capitalistes durant la crise économique de 1930 sont compensés par l'essor du charbon non seulement dans les pays socialistes membres de l'URSS (de 5 % au lendemain de la révolution d'octobre 1917 à 40 % dans les pays de l'URSS), mais également dans d'autres pays émergents dotés d'importantes réserves fossiles, où « industrialisation » et « charbon » deviennent indissociables (tels que la Chine et l'Inde).

Nous constatons donc des tendances différentes selon les régions et les structures économiques. Même si les économies socialistes basent l'avancée de leurs industries sur le charbon, ce n'est guère le cas des économies capitalistes (essentiellement en Amérique du Nord). Depuis le XX^e siècle, ces dernières jouent la carte de la substitution du charbon et des combustibles solides par le pétrole et les combustibles gazeux. A cette démarche, trois incitations principales : les prix relatifs du charbon par rapport aux autres sources d'énergies augmentent ; l'essor de l'industrie pétrolière et la découverte du gaz naturel menacent l'ancien système énergétique basé sur le charbon ; et les progrès techniques considérables favorisent l'usage des énergies liquides ou gazeuses (référence à la deuxième révolution industrielle). Ce nouveau style de consommation énergétique n'est autre que *the American way of life*²¹ qui, par la suite, se répand en Europe et au Japon notamment. Pourtant, même si la part du charbon dans le bilan énergétique mondial chute à 24,6 % sur la totalité de cette période, la consommation augmente de façon générale avec un TCAM de 1 %.

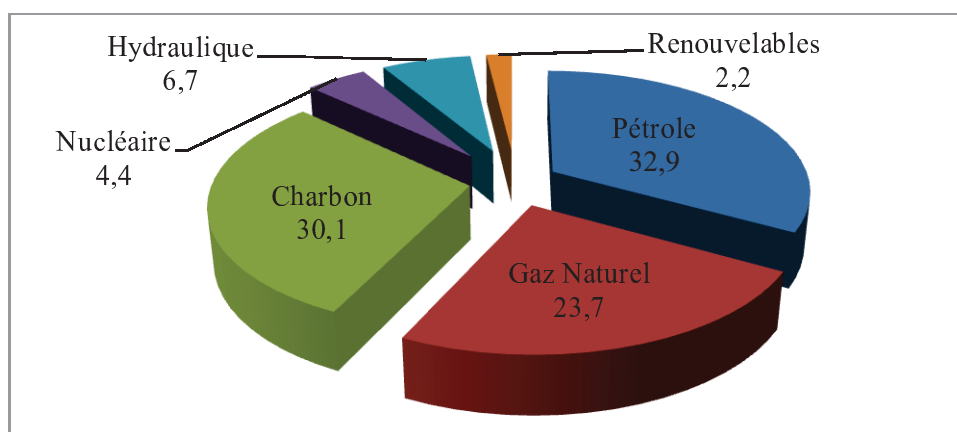
La troisième période commence avec le premier choc pétrolier de 1973 jusqu'à aujourd'hui (2012). La consommation du charbon augmente de plus de 3 Gt, à un TCAM de 2,2 %. Néanmoins, ce taux n'est pas régulier : diminué par le contre-choc pétrolier de 1986, l'effondrement de l'URSS et la chute de la consommation des économies socialistes

²¹ L'expression se rapporte au style de vie des personnes habitant aux États-Unis et fait référence à une modalité comportementale développée à partir du XVII^e siècle jusqu'à aujourd'hui.

d'Europe, il augmente dès 2000 avec l'émergence économique des pays d'Asie et la hausse des prix du pétrole et du gaz naturel favorisant la reprise de la consommation du charbon.

Plus récemment, entre 2011 et 2012, la consommation du charbon diminue dans certains pays européens. C'est le cas en Autriche (- 23,8 %), au Danemark (- 23,4 %), en Finlande (- 15,1 %), et en Suède (- 25,7 %). En revanche, d'autres pays de l'Union Européenne augmentent leur consommation ; la France (20,1 %), l'Irlande (16,9 %), le Portugal (31,4 %), l'Espagne (24,2 %) et le Royaume-Uni (24 %). En moyenne, la consommation de l'Union Européenne augmente d'environ 3,6 %. Nous constatons que la consommation des pays européens dans leur ensemble augmente de façon beaucoup plus importante que leur production ; ce qui augmente leur dépendance face aux importations sur le marché international. Du côté de la région Asie-Pacifique, la consommation du charbon augmente de façon plus importante avec un taux d'environ 5,9 %. Cependant, cette tendance n'est pas la même pour tous les pays de la région. La Chine (6,1 %), l'Inde (9,9 %), la Nouvelle Zélande (21,3 %) et les Philippines (13,2 %) consomment davantage de charbon, tandis que des pays tels que l'Australie (- 4,9 %), la Malaisie (- 3,2 %), et la Corée du Sud (- 2,4 %) diminuent leur consommation. Quant à la consommation des autres acteurs principaux, les taux sont variables. Les États-Unis (-11,9 %) et la Colombie (- 7,3 %) diminuent leur consommation ; l'Afrique du Sud et la Russie ne changent quasiment pas le volume de cette dernière. De façon générale, en 2012, la consommation des pays membres de l'OCDE diminue de 4,2 %, tandis que celle des pays non membres augmente de 5,4 % par rapport à l'année précédente. Aujourd'hui, le charbon reste la deuxième source d'énergie la plus consommée au monde, après le pétrole et avant le gaz naturel (Figure 1.5).

Figure 1.5 - Consommation mondiale par sources d'énergie en 2013 (%)

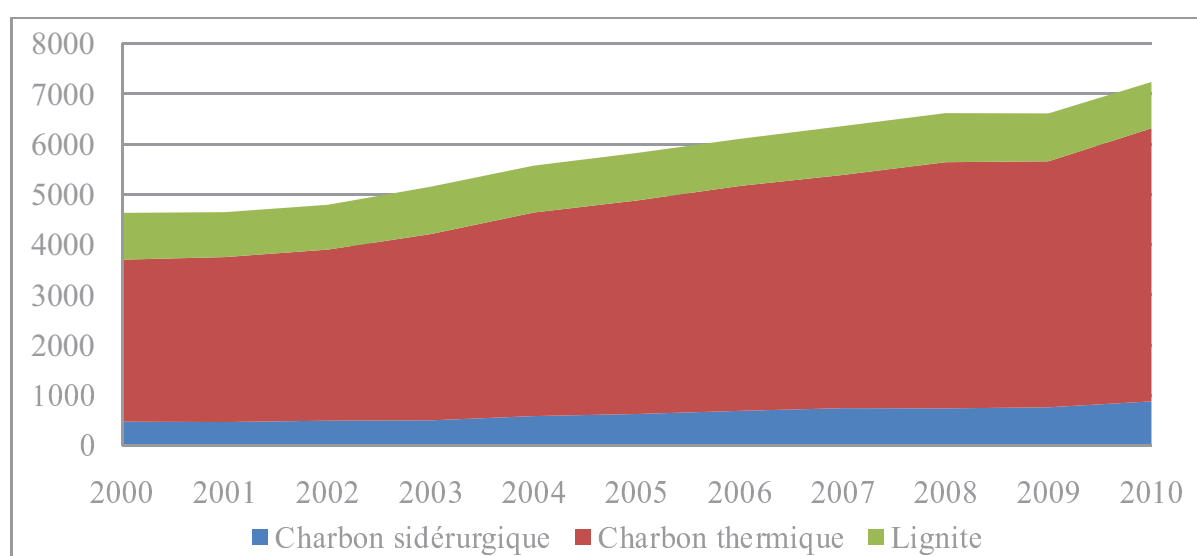


Source: A partir de BP Statistical Review of World Energy (2014)

4.2.2. Consommation du charbon thermique

Entre 2000-2010, la consommation du charbon dans son ensemble augmente d'environ 2,6 Gt, avec un TCAM de 4 % (Figure 1.6). Cette hausse est essentiellement la conséquence de l'augmentation de la consommation du charbon thermique. Celle-ci augmente de 2,2 Gt (avec un TCAM de près de 4,9 %), dont plus de 2,1 Gt provient des pays non membres de l'OCDE. En revanche, la consommation du lignite diminue légèrement sur la même période d'environ 11 Mt avec un TCAM de 0,1 %.

Figure 1.6 - Évolution de la consommation (Mt)



Source : A partir de l'IEA, rapports annuels Coal Information

En regardant de plus près l'évolution de la production et de la consommation, nous pouvons en déduire facilement que le charbon thermique représente, et à juste titre, une énergie sûre du point de vue de l'approvisionnement. La plupart des pays sont eux-mêmes les consommateurs de leur propre production domestique, et détiennent d'importantes réserves (Tableau 1.3). Ce qui leur permet de bénéficier d'une sécurité et d'une stabilité de leur approvisionnement.

4.2.3. Usage dans la production d'électricité

Aujourd'hui, les préoccupations environnementales et climatiques et, par conséquent, l'intérêt pour les énergies renouvelables et propres ne cessent d'augmenter. Dans ce contexte, certains pays – tels l'Allemagne, la France, l'Autriche et le Japon sans être exhaustifs –

mettent en place des programmes visant une transition énergétique²². Paradoxalement, encore de nos jours, la première source d'énergie thermique utilisée dans la production d'électricité reste le charbon vapeur.

Tableau 1.3 - Principaux producteurs et consommateurs en 2010 (Mt)

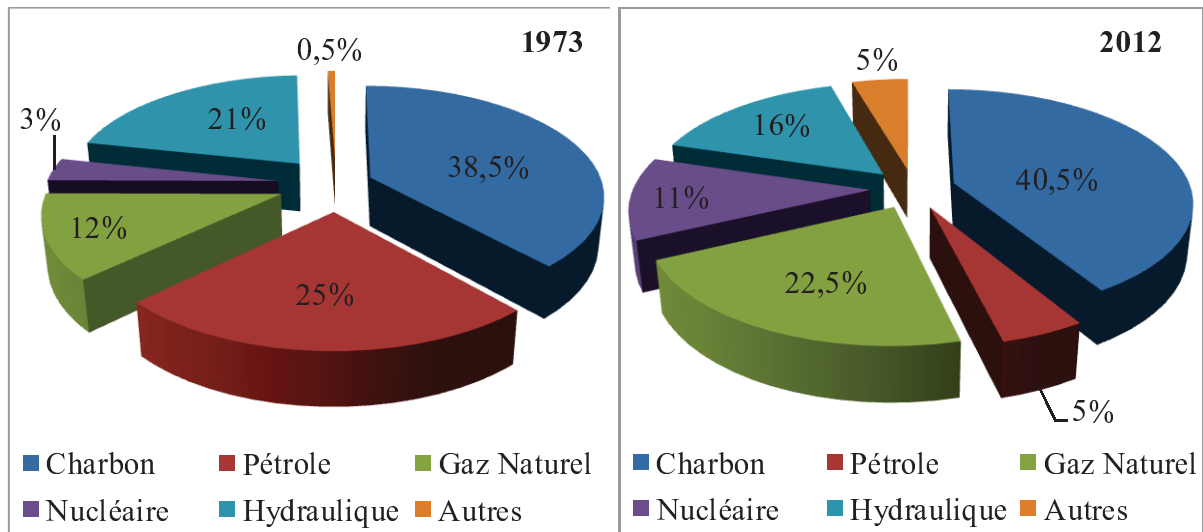
Consommateurs		Producteurs	
Chine	2827	Chine	2707
États-Unis	876	États-Unis	863
Inde	560	Inde	502
Afrique du Sud	184	Afrique du Sud	252
Japon	129	Australie	201
Russie	100	Russie	176
Corée du Sud	91	Indonésie	171
Pologne	72	Kazakhstan	93
Australie	61	Colombie	73
Kazakhstan	61	Pologne	65

Source : IEA, Coal Information 2011

Comme nous le montre la Figure 1.7, la part du charbon thermique dans la production de l'électricité augmente de 38,3 % en 1973 à 41,3 % en 2011, laissant loin derrière le gaz naturel et l'hydraulique. Même si la part de ce dernier, ainsi que celle du pétrole diminue dans la production d'électricité, celle du gaz naturel et du nucléaire augmente. En 2011, la production de l'électricité dans le monde s'élève à plus de 22 120 térawatt-heure (TW.h) ; ce qui représente un TCAM de 3,35 % depuis 1973. Cette puissance produite est répartie de façon quasi égale entre les pays de l'OCDE (48,9 %) et les pays non membres de l'OCDE (51,1 %). Les pays de l'OCDE produisent environ 32 % de leur d'électricité (soit 3 462 TW.h) dans des centrales à charbon. Cette production nécessite la combustion de plus de 1 250 Mt de charbon thermique et 569,5 Mt de lignite. Quant aux pays non membres de l'OCDE, les unités thermiques à charbon produisent près de 48 % de leur électricité, soit plus de 5 425 TW.h. Cette production nécessite la consommation d'environ 3 195 Mt de charbon thermique et plus de 308 Mt de lignite.

²² Les mesures d'une transition énergétique ont pour objectif le remplacement et le passage progressif du système énergétique basé sur l'usage des ressources non renouvelables à un bouquet énergétique essentiellement basé sur des ressources renouvelables.

Figure 1.7 - Production d'électricité par sources d'énergie (%)

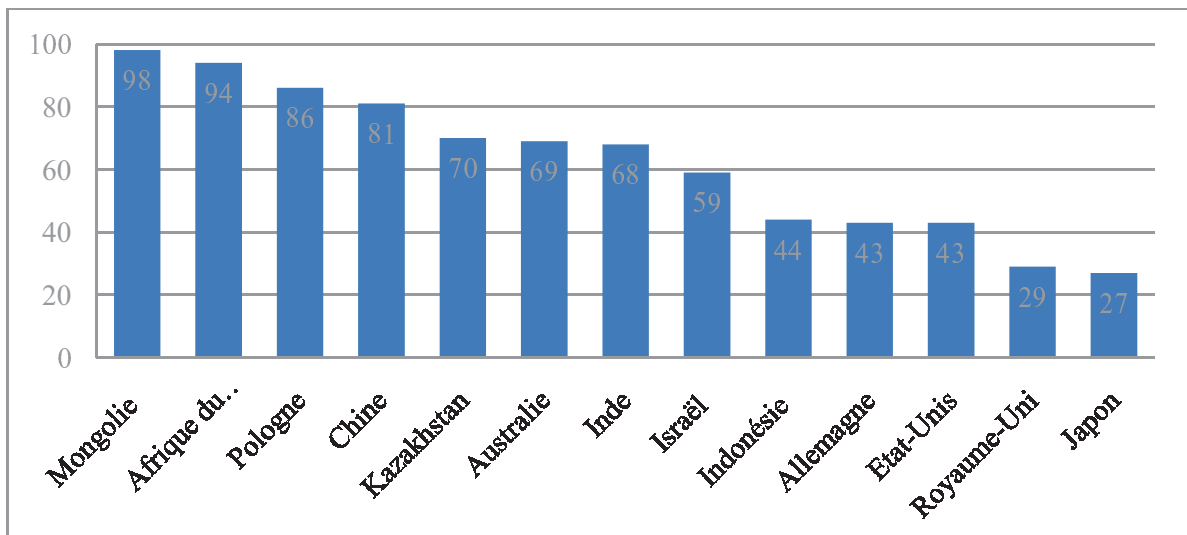


(1) « Autres » inclut la géothermie, le solaire, l'éolienne, les biocarburants et les déchets.

Source: A partir de l'IEA, Key World Energy Statistics 2014

Nous constatons ainsi que l'usage du charbon thermique dans la production électrique n'est pas exclusivement réservée aux pays émergents et en développements - certains pays européens et industrialisés figurent également parmi les pays ayant une part importante de charbon thermique et de lignite dans leur production d'électricité (Figure 1.8).

Figure 1.8 - Part du charbon thermique dans la production d'électricité en 2012 (%)



Source: A partir de World Coal Association – Coal Facts 2013

Certains facteurs favorisent l'usage croissant du charbon thermique dans la production d'électricité : les prix relatifs faibles du charbon, l'insécurité d'approvisionnement du gaz naturel, les conflits et les instabilités politiques concernant l'industrie pétrolière, les

préoccupations concernant la sécurité de l'industrie du nucléaire et les déchets radioactifs, les limites techniques et économiques dans l'utilisation des énergies renouvelables, ainsi que tous les progrès menant à l'augmentation de l'efficacité des centrales thermiques à charbon et le développement des nouvelles technologies.

En 2000, en moyenne, deux nouvelles centrales à charbon thermique par semaine sont construites rien qu'en Chine. Des projets de construction sont d'environ 1 200 centrales thermiques à charbon dans près de 60 pays dans le monde (Yang et Cui, 2012). Sans surprise, la Chine et l'Inde comptent pour 75 % de ces projets. S'en suivent la Russie et la Turquie. Des projets sont également prévus dans des pays en phase d'industrialisation et de développement, comme le Cambodge, le Laos, le Sri Lanka, l'Ouzbékistan et le Guatemala. Le charbon réapparaît même en Europe, ainsi qu'au Japon suite à la catastrophe de Fukushima (2011) et la remise en question de l'industrie du nucléaire.

4.2.4. Aspect environnemental dans le secteur thermique

Nous ne pouvons pas évoquer l'utilisation du charbon thermique dans les centrales électriques sans souligner le problème lié à la pollution. Si tous les projets sur papier mentionnés auparavant se réalisent, l'équivalent de la Chine s'ajouterait à la quantité des émissions de CO₂ (Yang et Cui, 2012). L'augmentation de l'utilisation du charbon thermique se fait au détriment de l'eau et de l'air, entraînant leur pollution, mais aussi de l'accroissement du réchauffement climatique. Rien qu'en 2012, les émissions de CO₂ augmentent de 1,4 % en un an seulement (Nodé-Langlois, 2013). Aujourd'hui, les problèmes liés à l'environnement et les enjeux climatiques sont devenus des préoccupations majeures dans le domaine de l'énergie. Selon des estimations de l'IEA (2012b), malgré une croissance actuelle soutenue de la demande du charbon thermique, face aux enjeux climatiques, ce dernier pourrait être détrôné par le gaz naturel dans la production de l'électricité en 2030. A titre d'exemple, la Chine prévoit la mise en œuvre de quelques 450 nouvelles centrales à charbon. Cependant, la faible croissance économique, le développement des énergies solaires et l'utilisation croissante du gaz naturel et de l'éolienne peuvent compromettre ces projets d'investissement en centrales à charbon. Si la Chine produit 5 % de son électricité dans des centrales thermiques à gaz, les émissions de CO₂ baissent de 175 Mt (IEA, 2011a).

Dans ce contexte, où résoudre les questions environnementales devient impératif, des progrès considérables sont faits en matière de réduction des émissions telles que le soufre, les particules fines et les oxydes d'azote. En revanche, en matière d'émissions de gaz à effet de serre, la route vers une amélioration radicale semble toujours longue. En 2011, la quantité de CO₂ émise due à la combustion d'énergie s'élève à environ 31,4 Gt, répartie entre les pays de l'annexe I de la Convention-cadre des Nations unies²³ (42,6 %) et les pays hors de l'annexe I (53,8 %) (Commissariat général au développement durable, 2014b). Dans le lot, le charbon est la source fossile primaire dont l'utilisation est la plus polluante. A titre indicatif, la consommation du charbon dégage en moyenne 1,5 tC/tep²⁴, celle du pétrole et du gaz respectivement 0,85 tC/tep et 0,65 tC/tep (Science et Décision, 2006). Globalement, la combustion du charbon est responsable d'environ 43,1 % de ces émissions à l'échelle mondiale et de 73 % dans le secteur de l'électricité (IEA, 2011a).

Il est donc primordial de réduire ces taux d'émission, surtout pour les grands consommateurs et les pays fortement dépendant du charbon. Il existe un potentiel considérable dans le développement des nouvelles technologies de *clean coal* (charbon propre) à haut rendement, l'augmentation de l'efficacité des centrales à charbon, mais également la réduction de la consommation de charbon et la restructuration du mode de consommation de l'énergie (Schilling, 2005). Du côté de l'offre, il existe plusieurs solutions permettant d'augmenter l'efficacité énergétique des centrales thermiques à charbon et de diminuer leur taux d'émissions de CO₂.

Améliorer la qualité du charbon

Pour ce faire, il faut soit favoriser l'utilisation et la combustion de charbon de meilleure qualité avec un rang plus élevé ; soit utiliser des méthodes de nettoyage et de séchage du charbon.

Augmenter le rendement des centrales déjà fonctionnelles

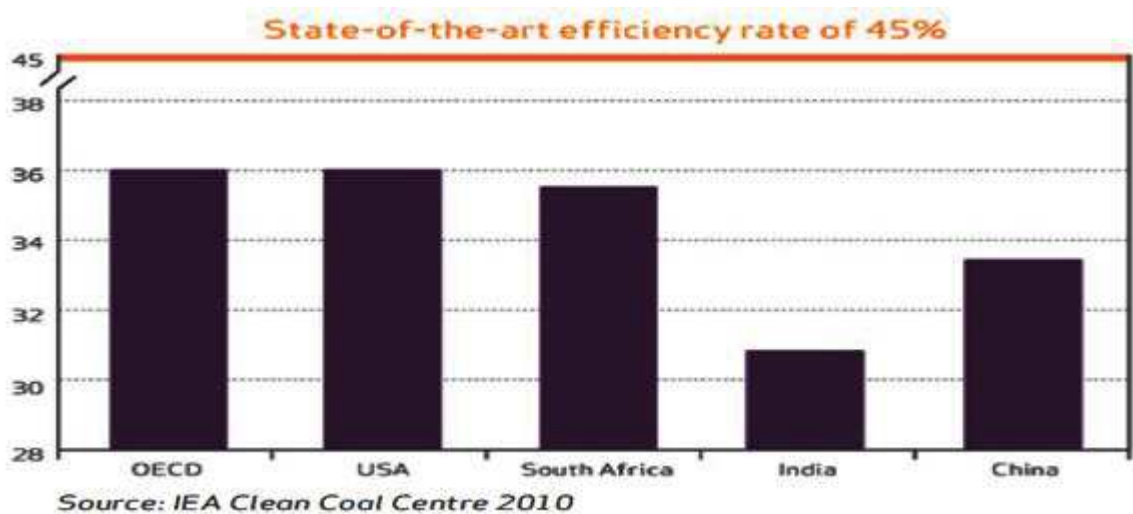
L'efficacité énergétique moyenne d'une centrale à charbon passe de 31 % (Schilling, 2005) à 45 % (*World Coal Association*, 2012) en cinq ans. Ce taux est différent d'un pays

²³ L'annexe I de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), signée en 1992, inclut 42 pays ; soit les pays développés, la Russie, ainsi que les pays d'Europe centrale et orientale en transition vers une économie de marché. La Chine et l'Inde ne figurent pas parmi les pays de l'annexe I (Commissariat général au développement durable, 2014b).

²⁴ tC/tep = tonne carbone par tonne équivalent pétrole

à un autre. Aujourd'hui, dans les pays membres de l'OCDE, l'efficacité moyenne est de 36 % ; de même pour celle des États-Unis ; et celle de la Chine est de presque 34 % (Figure 1.9). Néanmoins, il est possible d'augmenter le rendement des centrales thermiques fonctionnant au charbon. C'est le cas des nouvelles générations *subcritical*, *supercritical* et *ultrasupercritical*. En moyenne, il est estimé que l'amélioration de l'efficacité d'une centrale à charbon de 1 % entraîne la chute des émissions de CO₂ de 2 % (Enerzine, 2013a).

Figure 1.9 – Efficacité moyenne des centrales thermiques à charbon (%)



Source : World Coal Association (2012a)

Combiner la combustion du charbon thermique avec des technologies innovatrices

Il existe plusieurs technologies telles que les cycles combinés à gazéification intégrés (*Integrated Gasification Combined Cycle (CCGI)*), le lit fluidisé²⁵ sous pression (*Pressurised Fluidised Bed Combustion*) et les cycles combinés (CC) avec pile à combustible (*Integrated Gasification Fuel Cells*).

Développer des techniques de captage et de stockage du CO₂ (*CO₂ Captage and Storage (CCS)*).

Un des premiers challenges concernant ces méthodes est d'évaluer et de tester la capacité des cavités souterraines. Sous réserve de faire accepter les prototypes au grand public, le comportement des roches en présence de CO₂ dissout sur une longue durée demeure inconnu. Il existe notamment un défi économique : en adoptant les techniques de CCS,

²⁵ Le concept de lit fluidisé (ou de lit fluidifié) permet de donner à une catégorie de solides - dits matériaux granulaires - certaines propriétés des fluides, des liquides ou des gaz (Kalaydjian et Cornot-Gandolphe, 2008).

une nouvelle centrale thermique à charbon coûte le double d'une centrale thermique à gaz avec la même capacité de génération électrique (The Economist, 2013). D'autant plus que la construction d'une unité à gaz dure en moyenne deux ans, contre quatre à huit ans pour une à charbon. Nous en déduisons facilement que l'application et l'instauration de ces méthodes et propositions dépendent évidemment de leurs coûts, mais aussi du prix de la tonne de CO₂ et de sa part dans le prix final de l'électricité.

L'ensemble de ces solutions est résumé dans le Tableau 1.4.

Tableau 1.4 - Méthodes de réduction des émissions de CO₂

Réduction > 5 %	Réduction > 22 %	Réduction > 25 %	Réduction > 99 %
Meilleure qualité Nettoyage Séchage Agglomération	Augmentation des rendements Subcritical: 38-40 % Supercritical et Ultrasupercritical : plus de 45 %	Technologies avancées : CCGI, lit fluidisé et CC avec pile à combustible	Captage et Stockage de CO ₂
Méthode utilisée partout dans le monde	Méthode utilisée au Japon, aux États-Unis, en Europe, en Russie, en Chine	CCGI et lit fluidisé opérationnels aux États-Unis, au Japon et en Europe CC avec pile à combustion en stade R&D	En projet: FutureGen aux États-Unis et European Castor au Danemark

Source: A partir de World Coal Institute (2005)

Du côté de la demande, la volonté d'optimiser la consommation devient dès lors non seulement un enjeu national, mais également international. Réduire la consommation du charbon et restructurer la combinaison des énergies consommées, tout en s'assurant une sécurité d'approvisionnement, s'inscrit dans le principe du mix énergétique. Outre l'effet des prix relatifs des différents combustibles, d'autres facteurs jouent un rôle important dans le choix des centrales thermiques à faire tourner ou à retirer (US EIA, 2012b) : la demande d'électricité et son taux de croissance, la disponibilité des capacités de production électrique, les coûts variables d'exploitation des opérateurs hormis ceux liés aux combustibles, les coûts liés au démarrage et à l'arrêt des centrales, les limites et contraintes de transmission sur le réseau électrique, la fiabilité des équipements, et le taux d'émissions et les coûts de conformité aux normes et aux restrictions environnementales (*allowance costs*).

Afin de percevoir l'effet et le jeu de ces différents facteurs sur les mesures politico-économiques concernant le choix des centrales thermiques, nous pouvons évoquer le cas récent des États-Unis. En 2012, Barack Obama (président des États-Unis depuis 2008) déclare la guerre au charbon et, l'année suivante, dévoile un « plan climat »²⁶ comme une proposition des différentes mesures ayant pour objectif la régulation de la pollution de l'air et des terrains miniers. Le retrait d'anciennes centrales à charbon d'une capacité totale de 27 GW est dès lors programmé durant les cinq années à venir (US EIA, 2012b). Différents facteurs encouragent la mise en œuvre de ce plan. A coûts variables d'exploitation des centrales à charbon vapeur et à gaz naturel, les prix faibles de ce dernier et l'essor du gaz de schiste entraînent la hausse des prix relatifs du charbon thermique. Notamment, sont disponibles des capacités de génération dans des centrales à gaz à cycles combinés, émettant moins d'émission de gaz à effet de serre et, par conséquent, répondant davantage aux restrictions climatiques.

²⁶ Executive office of the President (2013), *The President's climate action plan*

Section 5. Commerce maritime international

Nous constatons que l'industrie du charbon évolue au fil du temps. Comme ce fut le cas en Europe au XIXe siècle, aujourd'hui le charbon constitue le moteur du processus de développement des pays émergents. L'ascension fulgurante des pays asiatiques (la Chine et l'Inde), l'entrée en scène de nouveaux pays en développement en tant qu'exportateurs (le Kazakhstan, la Colombie, le Vietnam) et importateurs (le Brésil, Taïwan), la reprise de l'usage du charbon en Russie, en Europe et au Japon, mais également les projets de constructions de nouvelles centrales et d'amélioration de l'efficacité des anciennes sont des éléments précis reflétant un dynamisme naissant, non seulement à l'échelle nationale, mais également sur la scène mondiale.

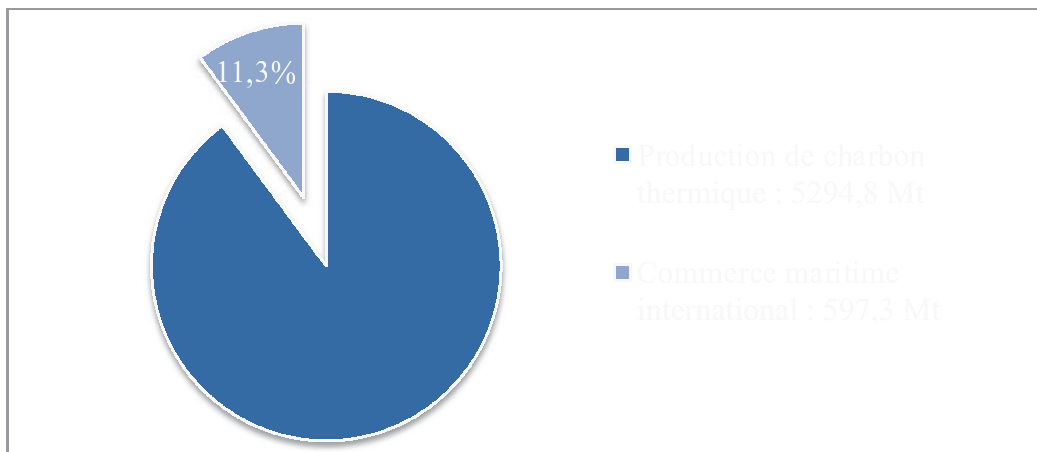
Le commerce énergétique international est fortement dominé par les échanges des hydrocarbures (pétrole brut, pétrole raffiné, gaz naturel), et cela en raison d'une distinction importante entre les différentes régions productrices et consommatrices (Institut Français des Relations Internationales, 2002). Ainsi, le charbon thermique reste encore une énergie majoritairement consommée dans le pays qui le produit et à proximité des sites d'extraction. L'abondance et la distribution géographique des réserves de charbon thermique, ainsi que la part relativement élevée des coûts du transport dans les prix totaux (Sous-section 6.1.4) entraînent une certaine dépendance à l'offre domestique (Abbey et Kolstad, 1983) et une sûreté d'approvisionnement des pays à la fois grands producteurs et grands consommateurs.

Comme nous le montre la Figure 1.10, en 2010, des 5 295 Mt de charbon thermique produites dans le monde, seules 11,3 % font l'objet d'échanges internationaux par voies maritimes. A titre comparatif, ce taux est d'environ 66 % pour le pétrole et 26 % pour le gaz naturel (Institut Supérieur d'Économie Maritime, 2009). Cependant, la part de la production échangée par voies maritimes augmente au fur et à mesure afin de répondre à la demande croissante essentiellement des pays émergents, mais aussi de compenser la baisse de la production principalement des pays européens. C'est précisément ce pourcentage de la production échangée par voies maritimes sur le marché international et l'évolution de ce dernier qui est notre champ spécifique de recherche et qui constitue le centre de cette thèse.

Nous rappelons qu'une partie importante du lignite est utilisée dans la production de l'électricité. Le lignite – de part son usage final – est considéré comme du charbon thermique.

Cependant, ce type de charbon est essentiellement consommé dans le pays producteur et dans les alentours des lieux d'extraction, car faible en rang et donc en qualité (Abbey et Kolstad, 1983). Le lignite ne fait donc pas l'objet d'échanges maritime. Seule la houille (*hard coal*) est échangée sur le marché maritime mondial. Comme nous le soulignons précédemment, nous ne retenons que le charbon thermique (excluant ainsi le charbon sidérurgique) dans cette thèse.

Figure 1.10 – Échanges du charbon thermique par voies maritimes en 2010



Source : A partir d'IEA, *Coal Information 2011*

5.1. Évolution du commerce maritime

Après une chute des plus considérables pendant les deux guerres mondiales, les échanges maritimes du charbon thermique affichent une tendance haussière à partir des années 1960, et ne cessent d'augmenter depuis les années 1980. Plusieurs facteurs expliquent le développement du commerce mondial et la hausse des échanges maritimes du charbon thermique (Ellerman, 1995 ; Martin-Amouroux, 2008 ; Zaklan, Cullman, Neumann et von Hirschhausen, 2012) :

- 1) Le développement des mines orientées principalement vers l'exportation. Cette mesure est appliquée essentiellement par les grands pays exportateurs – tels l'Australie et le Canada – durant les années 1960. Cette politique a pour principal objectif de répondre à la demande croissante en charbon cokéfiabable du Japon et, notamment, de diminuer la dépendance des pays importateurs par rapport aux États-Unis.

- 2) Les deux chocs pétroliers durant les années 1970. La hausse des prix du pétrole et la baisse des prix relatifs du charbon sont un élément clé de l'expansion du marché du charbon et, en particulier, du charbon thermique (référence à la Section 2).
- 3) La hausse de la consommation mondiale d'énergies primaires. Cette hausse est de 2,3 % entre 2012 et 2013 (*BP Statistical Review of World Energy*, 2014). La part du charbon dans la consommation mondiale d'énergie augmente également et atteint environ 30 % en 2013. La hausse de la demande du charbon thermique provient essentiellement des pays *BRICS*²⁷.
- 4) Les évolutions institutionnelles et techniques. La vague de privatisation des industries russes, la libéralisation des marchés (notamment le marché de l'électricité) dans les économies capitalistes, le changement des modes de gestions et leur autonomie en Chine, ainsi que la mondialisation sont des exemples d'évolutions institutionnelles rendant possible la reprise des échanges internationaux maritimes du charbon thermique. Quant aux changements techniques, nous pouvons citer la baisse des coûts du transport ferroviaire et maritime grâce à la mise en place de nouvelles infrastructures de chargement/déchargement et d'exportation, le développement et l'augmentation des capacités portuaires, ainsi que la hausse de l'efficacité des minéraliers avec la mise en flotte de nouveaux vraquiers plus performants. Ces évolutions techniques sont le résultat de la reprise récente des investissements dans l'industrie et le commerce du charbon. Avant les années 2000, les prix faibles du charbon ne sont pas incitatifs aux investissements. Avec la montée des prix, notamment dès 2003, la tendance s'inverse.

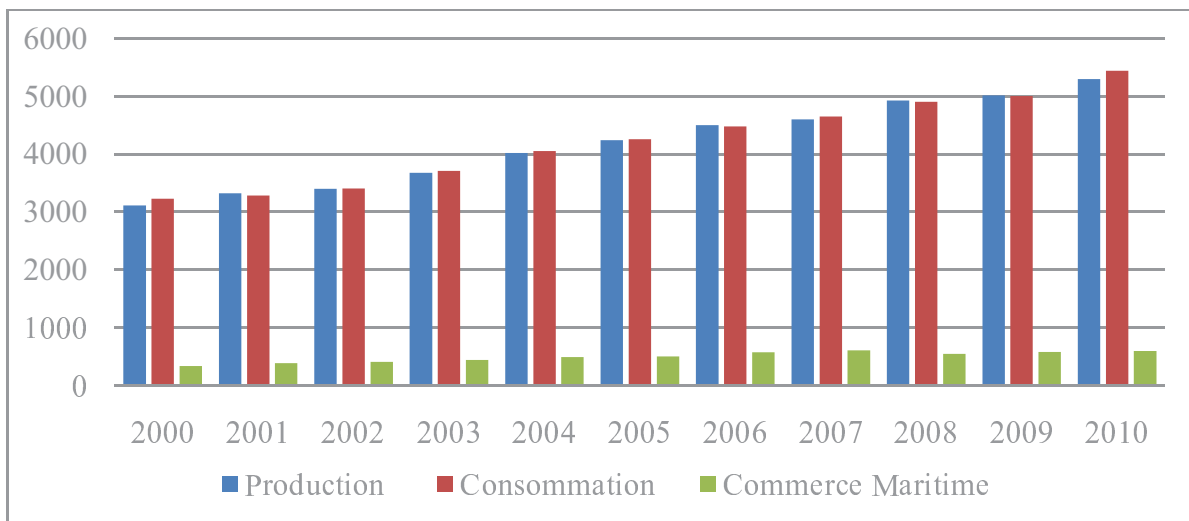
Nous pouvons également souligner des facteurs tels que l'augmentation des pays impliqués, notamment les pays développés ; l'extension des zones d'activités des compagnies et l'internationalisation de leur capital ; ainsi que la généralisation de l'accès au marché international (IFRI, 2002).

²⁷ Le Brésil, la Russie, l'Inde, la Chine et l'Afrique du Sud (*Brazil, Russia, India, China, South Africa* (BRICS) en anglais) sont considérés comme les plus importantes des grandes puissances émergentes.

5.2. Commerce maritime du charbon thermique

Comme mentionné précédemment, le charbon thermique est une énergie sûre du point de vue de l'approvisionnement. Ses réserves sont abondantes et géographiquement bien réparties ; une grande partie de la consommation des différents pays provient de leur propre production domestique. Pour autant, selon la situation géographique des ressources et, plus particulièrement, des réserves prouvées sur leur territoire national, les consommateurs peuvent avoir massivement recours aux importations (tels la Chine et la Russie) (IFRI, 2002). Du côté de l'offre, les producteurs également peuvent accéder à un taux d'ouverture aux exportations important (comme l'Australie et les États-Unis). La part échangée par voies maritimes reste faible, mais croît au fil des années (Figure 1.11). C'est précisément cette partie de la production faisant l'objet d'échanges maritimes et constituant le marché international du charbon thermique qui représente notre champ spécifique de recherche dans cette thèse.

Figure 1.11 – Production, consommation et échanges maritimes (Mt)



Source : A partir de l'IEA, rapports annuels *Coal Information*

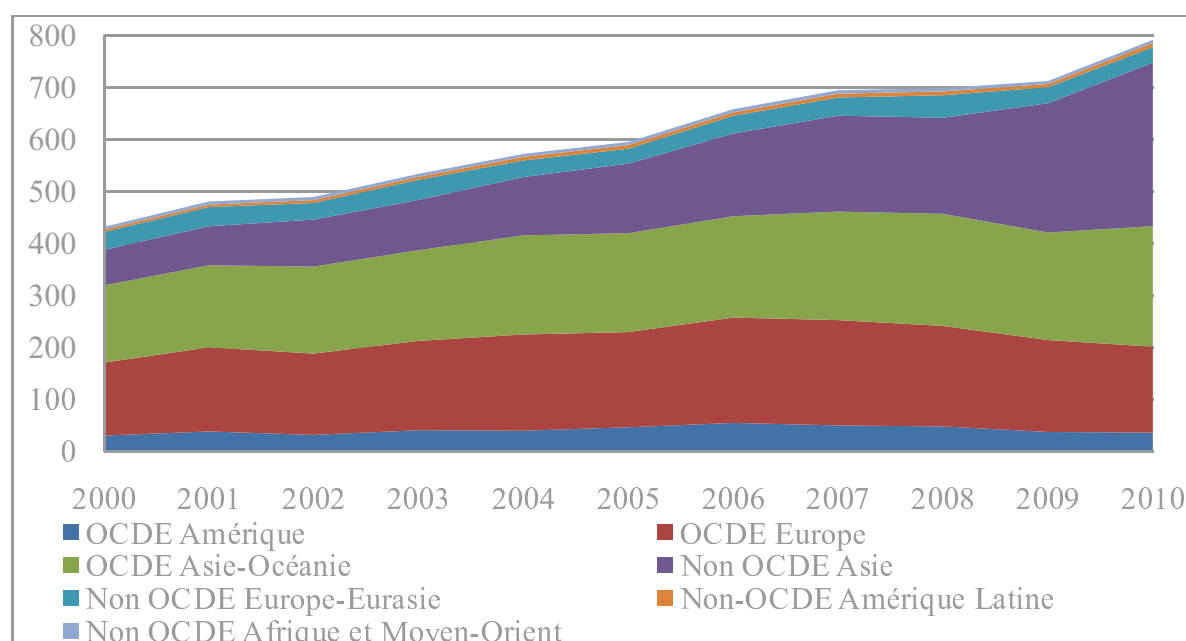
Avant 2000, les marchés concernant le charbon thermique sont nationaux et centrés. La production nationale est essentiellement consacrée à la consommation domestique. C'est le cas de l'Inde, l'URSS, la Chine, mais également la partie ouest de l'Europe. Depuis 2000, avec la restructuration des exploitations (passant des mines souterraines aux mines à ciel ouvert) et l'expansion des capacités portuaires et maritimes, le commerce maritime du

charbon vapeur prend une dimension plus importante. Un dynamisme sans précédent apparaît alors dans ce secteur, par la diversité des pays exportateurs et importateurs entre autres.

5.2.1. Importateurs

L'évolution des importations (i.e. la demande sur le marché international) nous montre que la demande a tendance à être de plus en plus concentrée dans les régions Euro-Atlantique et Asie-Pacifique (Figure 1.12). Longtemps pionnières en Australie, les compagnies électriques japonaises sont loin d'être les plus agressives aujourd'hui sur le marché international, notamment sur la région Pacifique (Martin-Amouroux, 2012). Les compagnies chinoises y font leur entrée, menées par leur immense appétit pour un charbon thermique de qualité et à des prix compétitifs par rapport aux prix domestiques. Ces dernières jouent de plus en plus la carte d'acquisition de terrains d'exploration, en échange de propositions de construction d'unités thermiques ou d'infrastructures (ex. la coopération entre la Chine et la Colombie en 2012). En 2007, avec une demande dépassant son offre domestique, la Chine passe du statut d'exportateur net à celui d'importateur net. Avec des prix relatifs faibles du charbon importé par rapport aux prix nationaux, les unités thermiques à proximité des ports profitent de la situation. Le volume importé reste tout de même marginal comparé à la production nationale (moins de 5 %).

Figure 1.12 - Évolution des importations sur différentes régions (Mt)



Source : À partir de l'IEA, rapports annuels Coal Information

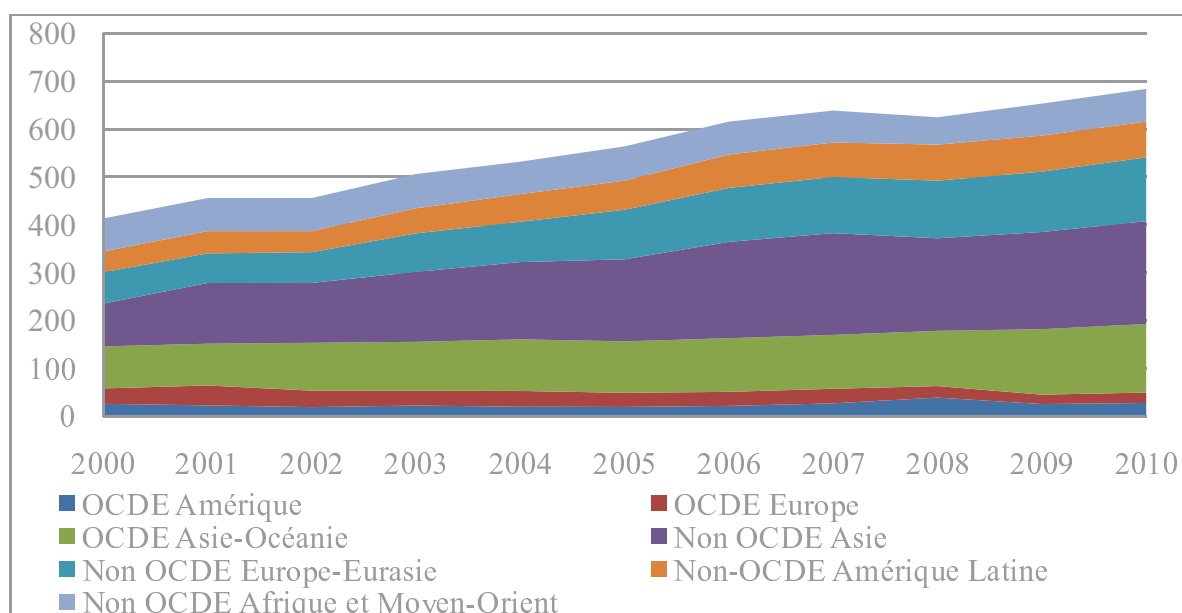
L'Inde est un autre pays émergent d'Asie dont les importations ne cessent d'augmenter de façon significative. Il est estimé que l'Inde devienne le plus grand importateur de charbon thermique sur le marché maritime dès 2016 (IEA, 2012a). Face à la croissance de son secteur électrique, l'industrie domestique et notamment les importations de ce pays doivent faire face à plusieurs difficultés telles que le manque d'investissement dans les infrastructures, les capacités portuaires limitées, l'inadéquation des équipements et la difficulté d'acquiescer des approbations environnementales. Un autre handicap concerne les prix du charbon importé beaucoup plus élevés par rapport aux prix nationaux. L'État propose plusieurs solutions, dont une meilleure gestion des stocks à proximité des mines et l'amélioration des capacités de transport ferroviaire.

Nous constatons que, malgré toutes les préoccupations environnementales et les différents discours visant une transition énergétique « sans charbon », l'Europe (principalement l'Allemagne et le Royaume-Uni) ne cesse de représenter un marché important pour les exportations. En 2005, l'arrêt des subventions de l'État allemand contraint le développement de l'industrie charbonnière nationale et surtout la production de lignite. Il en est de même pour des pays tels que le Pays-Bas, l'Espagne, et le Royaume-Uni. Face également à l'insécurité de l'industrie nucléaire, ces pays se voient contraints de s'orienter davantage vers le marché international et de devenir dépendants vis-à-vis des importations maritimes (rapports *Energy Policies Review* de l'IEA et *Country Analysis Briefs* de l'US EIA).

5.2.2. Exportateurs

Du côté des exportations (i.e. l'offre sur le marché international), il est évident que les pays exportateurs sont beaucoup plus dispersés géographiquement et présents sur tous les continents (Figure 1.13). Depuis des décennies, l'Australie est l'exportateur principal sur le bassin Pacifique. Cependant, pénalisé par de nombreux incidents climatiques, ce pays se voit contraint d'annuler ou de retarder ses exportations. Challengee notamment par l'Indonésie, l'Australie cède ainsi sa première place et devient le deuxième grand exportateur sur le marché international. En effet, depuis 2006, le gouvernement indonésien supprime les taxes sur ses exportations afin de bénéficier de prix compétitifs sur les marchés internationaux (IEA *Indonesia*, 2008).

Figure 1.13 - Évolution des exportations sur différentes régions (Mt)



Source : À partir de l'IEA, rapports annuels Coal Information

L'Afrique du Sud est un des exportateurs principaux sur le marché international. Dès 2008, ce pays décide de donner la priorité à sa propre consommation domestique afin de garantir l'approvisionnement national nécessaire et de diminuer sa dépendance énergétique. Ce mouvement similaire est constaté dans plusieurs autres pays exportateurs, tels que l'Indonésie (en diminuant ses stocks consacrés à l'exportation) et la Pologne. D'autres pays, au contraire, marquent le marché des exportations par une entrée en force, tels le Vietnam, le Venezuela et le Kazakhstan. Les principaux pays importateurs et exportateurs sont présentés dans le Tableau 1.5.

Tableau 1.5 - Principaux importateurs et exportateurs en 2010 (Mt)

Importateurs		Exportateurs	
Japon	128,9	Indonésie	159,7
Chine	128,6	Australie	143
Corée du Sud	90,9	Russie	95,1
Inde	59,7	Colombie	68,5
Taïwan	58,4	Afrique du Sud	68,2
Allemagne	37,9	Kazakhstan	32,5
Royaume-Uni	20,3	États-Unis	23
Russie	19,1	Chine	19,5
États-Unis	16	Pologne	8,1
France	12,9	Venezuela	6,2

Source : A partir de l'IEA, Coal Information 2011

5.3. Présentation des principaux pays

Le marché maritime international du charbon thermique est donc le centre de cette thèse. La densité et la direction des échanges commerciaux internationaux sur ce marché sont en perpétuel changement et restent incertaines (IEA, 2011b). Ainsi, pour tous les pays concernés, mais également dans le cadre de politique publique, nous jugeons important d'analyser l'évolution de ce marché et de sa configuration face à de potentielles barrières à l'entrée, notamment les coûts du transport maritime et de d'affrètement (Section 6). La configuration du marché se détermine par les prix, les quantités échangées, ainsi que le profil des différents pays (acteur stratégique, *swing supplier*, exportateur résiduel, pays lien)²⁸.

Dans le deuxième chapitre, nous étudions l'évolution du marché maritime international du charbon thermique de 2000 à 2010. Afin d'analyser ce marché, nous choisissons dix points de départ - dix pays parmi les plus importants sur le marché - à savoir quatre exportateurs (Australie, Indonésie, Afrique du Sud, Russie), quatre importateurs (Allemagne, Royaume-Uni, Japon, Corée du Sud), et deux pays ayant une industrie nationale très développée et d'importantes capacités d'exportation potentielles (États-Unis, Chine). Afin de mieux comprendre le mécanisme du marché international et les stratégies d'entrée des différents acteurs sur ce marché, il nous semble important de connaître, en amont, l'état actuel de la production et de la consommation de ces principaux pays. Les informations et les données de cette partie proviennent essentiellement de Ritschel et Schiffer (2007), WEC (2013), des rapports annuels *Coal Facts* de *World Coal Association* et *Coal Information* de l'IEA, des rapports *Energy Policies Review* de l'IEA et *Country Analysis Briefs* de l'US EIA publiés par pays, ainsi que des rapports de *BP Statistical Review of World Energy*.

1) Australie

L'Australie est le troisième pays producteur de charbon au monde. De 1973-2010, sa production augmente d'environ 320 Mt avec un TCAM de 10,6 %. Les États du Queensland et de New South Wales à eux deux comptent pour 978 Mt de la production australienne en houille (*black coal*) (US EIA *Australia*, 2014). De nombreux projets voient le jour en Australie, notamment dans le développement de nouvelles capacités minières pour répondre à

²⁸ Le profil des différents acteurs est déterminé de façon empirique dans le Chapitre 2.

la forte demande sur le marché international. Le charbon thermique est essentiellement produit dans des mines à ciel ouvert²⁹. En 2010, sa production est de 204,7 Mt – ce qui représente une augmentation de 149,2 Mt depuis 1973 (à un TCAM de 7 %). Avec un pouvoir calorifique faible et une forte contenance en humidité, son transport devient économiquement inefficace. Il est donc directement consommé à proximité des sites de production (essentiellement dans la région du Victoria) et ne s’exporte pas sur le marché international. Les mines de lignite (toutes à ciel ouvert) sont en copropriété avec les unités thermiques rattachées. Entre 1973 et 2010, la production de lignite passe de 24,1 Mt à 64 Mt, avec un TCAM de 4,3 %.

Le charbon représente plus de 38,8 % de la consommation totale d’énergies de l’Australie en 2013 (*BP Statistical Review of World Energy*, 2014). De 1973 à 2010, la consommation de *black coal* augmente de 44,5 Mt avec un TCAM de 4,2 %. Presque la totalité de cette hausse (95 %) correspond à la hausse de la consommation du charbon thermique. Ce dernier est essentiellement destiné à l’industrie thermique et à la production d’électricité. Environ 71,5 Mt de charbon thermique sont consommées en Australie – ce qui représente 1,3 % de la consommation mondiale. La consommation de lignite augmente également d’environ 40 Mt sur cette même période, avec un TCAM de 4,3 %. En 2009, 76 % de l’électricité de ce pays est produite dans des centrales thermiques à charbon vapeur (*World Coal Association - Coal Facts 2012*). Ce taux baisse à 69 % en 2012, laissant la place aux énergies renouvelables tels l’hydraulique, l’éolienne et, en plus petite part, le solaire (US EIA *Australia*, 2014).

2) Indonésie

L’Indonésie est un grand producteur de charbon thermique (septième mondial). Ce pays détient 3,1 % des réserves mondiales – l’équivalent de 67 ans de charbons économiquement exploitables (*BP Statistical Review of World Energy*, 2014). Près de la totalité des mines de charbon sont des mines à ciel ouvert. De ce fait, tenant compte de la qualité constante du charbon indonésien, les coûts de production sont relativement faibles. Entre 1973 et 2010, la production du charbon (tous types confondus) augmente de 149 Mt à 301,5 Mt avec un TCAM de 2,7 %. La production de lignite commence aussi à augmenter de façon significative

²⁹Les mines à ciel ouvert sont situées dans la région de Wollongong-Appin-Bulli, la vallée de Burragorang et la région de Lithgow-Mudgee. Quant aux mines souterraines, dont provient 2% de la production du charbon thermique, elles sont situées dans la vallée de Hunter (en allant de Newcastle à Muswellbrook) et dans les environs de Gunnedah.

et s'élève à plus de 38 Mt en 2010. Quant à la production du charbon vapeur, elle représente environ 78 % de la totalité de la production en charbon, passant de 150 Mt en 1973 à 234 Mt en 2010.

Le charbon compte pour environ 32,3 % de la consommation totale en énergie de l'Indonésie. La consommation de charbon thermique s'élève à plus de 171 Mt en 2010, contre seulement 150 tonnes en 1973 (représentant un TCAM de presque 20,4 %). Quant au lignite, la consommation est de plus de 37,6 Mt. En 2012, 44 % de l'électricité de l'Indonésie est produite dans des centrales à charbon.

3) Afrique du Sud

Septième producteur de charbon et quatrième producteur de charbon thermique. De 1973 à 2010, la production du charbon (toutes qualités confondues) augmente de 185 Mt avec un TCAM de 7,8 %. Presque la totalité de cette augmentation concerne la production du charbon thermique. L'Afrique du Sud est également le cinquième pays consommateur de charbon (2,3 % de la consommation mondiale en 2013) et le quatrième consommateur de charbon thermique au monde. La consommation de lignite est quasi nulle. Celle de charbon thermique s'élève à environ 180 Mt en 2010.

Malgré une électrification de 75 % du territoire, plus de la moitié de la population rurale et environ 88 % de la population urbaine n'ont pas accès à l'électricité (US EIA *South Africa*, 2011). Par conséquent, la demande d'électricité ne cesse d'augmenter. Les restrictions environnementales ne semblent pas empêcher une utilisation croissante du charbon. 85 % de l'électricité produite par Eskom - la compagnie nationale d'électricité - provient de centrales thermiques au charbon. En 2012, la part du charbon dans la production d'électricité atteint les 94 %.

4) Russie

Malgré d'abondantes réserves prouvées (157 Gt), la production de charbon de houille et de lignite n'atteint que les 297 Mt en 2010. De 1973 à 1985, la production de charbon de l'URSS augmente de 58,4 Mt avec d'un TCAM de 11,4 %. Sur cette période, la production de charbon thermique diminue d'environ 15 % (de 510,6 Mt à 434 Mt) et celle du lignite stagne

au niveau de 157 Mt. Dès les années 1990, de l'ensemble des ex-pays membres de l'URSS, la Russie est comptée parmi les dix grands pays producteurs. 80 % de cette production vient de producteurs indépendants (WEC, 2010). La totalité des mines de lignite et 75 % des mines de sous-bitumineux sont des exploitations à ciel ouvert. En 2010, la production de charbon thermique est de 100,3 Mt.

Avant son effondrement, l'URSS affiche une hausse de sa consommation de charbon (toutes qualités confondues) de 53,2 Mt entre 1973 et 1985. Environ 77 % de cette hausse correspond à l'augmentation de l'usage de charbon thermique (de 490,2 Mt à 419,5 Mt). La quantité de lignite consommée ne change pas sur cette période et stagne aux alentours des 157 Mt. Après l'effondrement de l'Union soviétique, la Russie est un des ex-membres dont la consommation de charbon thermique recule avec un TCAM d'environ 4,7 % entre 1990 et 2010. Quant au lignite, la consommation russe est presque divisée en deux (de 134 Mt à 67,8 Mt). Malgré ce recul, la Russie reste le sixième pays consommateur de charbon (2,4 % de la consommation mondiale en 2013) et de charbon thermique. Le charbon compte pour environ 13,4 % de la consommation totale d'énergies du pays en 2013.

5) Allemagne

Le lignite est une source d'énergie importante en Allemagne jusqu'en 2000 - car économiquement viable et sans autres sources d'énergie alternatives (IEA *Germany*, 2007). Ce pays est le plus grand producteur de lignite au monde³⁰. Cependant, l'Allemagne continue de baisser les subventions attribuées à la production de charbon. Cette politique a pour conséquence la fermeture de certaines mines avant même la date programmée et la baisse de la production de lignite. De 1973 à 2010, cette baisse est de 197 Mt avec un TCAM de - 1,4 %. Quant au charbon thermique, sa production chute sur cette même période (de 104,4 Mt à 5,9 Mt) avec un TCAM de - 2,5 %.

La consommation de charbon de l'Allemagne représente 2,1 % de la consommation mondiale en 2013. De 1973 à 2010, la consommation de houille est à la baisse avec un TCAM de - 1,4 %. Plus de 70 % de cette baisse correspond à la diminution de la

³⁰ Le lignite est produit dans quatre régions : le Rhineland, au nord de Rhine-Westphalie ; la zone minière de Helmstedt, en bas de Saxe Land ; la région centrale de l'Allemagne, à Saxe-Anhalt et Saxe ; la zone minière de Lusace, à Brandebourg et Saxe.

consommation en charbon thermique (de 105,8 Mt à 38,1 Mt). La consommation de lignite diminue également de 202,6 Mt avec un TCAM de - 1,4 %. Le charbon compte pour 25 % de la consommation totale des énergies primaires du pays en 2013. La totalité du charbon est utilisée dans la production d'électricité et dans les secteurs industriels (IEA *Germany*, 2007). Dépendante du charbon thermique, l'Allemagne produit 43 % de son électricité en utilisant du charbon vapeur en 2012.

6) Royaume-Uni

La production de charbon au Royaume-Uni baisse de façon régulière. Entre 1973 et 2010, la production diminue de 2,3 % par an en moyenne. La totalité de cette baisse correspond à celle du charbon thermique (de 132 Mt à 18,4 Mt). La baisse de la consommation, la ruée des charbons importés à bas prix (US EIA *United Kingdom*, 2011), mais aussi la suppression des subventions de l'État sur la production domestique et l'émergence du gaz naturel à prix faible (IEA *United Kingdom*, 2006) sont les principaux motifs du déclin de la production du charbon thermique du pays. Cependant, en 2008, le charbon fait son retour sous forme d'*Underground Coal Gasification* (UCG) (Koppelaar, 2008). Cette ancienne méthode permet d'exploiter les vastes réserves de charbon de la mer nordique. Ce retour au charbon est une solution face aux prix croissants des autres énergies, à la déplétion des réserves de gaz naturel, ainsi qu'aux préoccupations concernant la sécurité d'approvisionnement.

Environ 44,3 Mt de charbon sont consommées au Royaume-Uni en 2011 – l'équivalent d'1 % de la consommation mondiale. Le charbon est essentiellement utilisé dans la production d'électricité et de chaleur. De 1973 à 2010, la consommation de houille chute de 84,2 Mt avec un TCAM de - 1,6 %. Environ 90 % de cette baisse correspond à la baisse de la consommation en charbon vapeur. En 2012, la fermeture de plusieurs mines de charbon sème le doute concernant une éventuelle crise énergétique. Bien que soucieux de diversifier son mix énergétique pour renforcer la sécurité d'approvisionnement, le Royaume-Uni rencontre certaines difficultés : les investissements dans l'industrie du nucléaire se font attendre ; l'éolienne est considérée comme une énergie peu fiable ; les prix élevés du gaz naturel mettent en suspens l'activité des vieilles centrales à gaz et retardent la construction des nouvelles. Dans ce contexte, le charbon fait de la résistance. Cette même année, la part du charbon dans la production d'électricité s'élève à 43 %.

7) Japon

En 2013, la consommation de charbon représente plus de 27 % de la consommation totale en énergies au Japon. Quatrième pays consommateur de charbon (3,4 % de la consommation mondiale en 2013), le Japon en consomme 168 Mt en 2011 - une consommation en baisse de 4,8 % par rapport à l'année précédente. Entre 1973 et 2010, la consommation du charbon thermique augmente de 58,2 Mt.

Ayant une production négligeable, le Japon importe la quasi totalité de sa demande en charbon afin de répondre à ses besoins énergétiques. Le mix énergétique dans la production de l'électricité du Japon évolue : l'utilisation de l'hydraulique est limitée par les contraintes naturelles à moins de 30 % ; depuis les chocs pétroliers, la part de celui-ci baisse de près de 10 % ; malgré une légère hausse de la part du gaz naturel et du nucléaire, le charbon thermique est la source principale dans la génération thermique (IEA *Japan*, 2008 ; US EIA *Japan*, 2012). En 2012, 27 % de l'électricité du pays est produite dans des centrales à charbon thermique. Les technologies de *clean coal* sont employées afin de répondre aux objectifs environnementaux.

8) Corée du Sud

En 2013, le charbon est la deuxième source d'énergie primaire (après le pétrole) consommée ; soit environ 30,2 % de la consommation totale en énergies de la Corée du Sud. Ce pays consomme essentiellement du charbon thermique. De 1973 à 2010, cette consommation affiche une hausse de 89,7 Mt avec un TCAM de 14,5 %. La consommation totale du charbon toutes qualités confondues (charbon cokéifiable et charbon thermique) est de 113,4 Mt en 2011 (l'équivalent de 2,1 % de la consommation mondiale en 2013).

9) États-Unis

Compte tenu de ses réserves abondantes, les États-Unis possèdent encore plus de 265 ans de charbon. La production américaine de charbon compte pour presque 13 % de la production mondiale ; soit 715 Mt en 2013. Les États-Unis sont de ce fait le deuxième pays producteur de

charbon (toutes qualités confondues), mais aussi de charbon thermique³¹. La quantité produite en charbon thermique atteint 872,2 Mt début 2010, contre 530 Mt en 1973 (soit une hausse de 1,7 % en moyenne par an). Quant à la production de lignite, elle augmente de 52,8 Mt sur la même période avec un TCAM d'environ 11 %.

Deuxième grand pays consommateur de charbon, les États-Unis en consomment environ 651 Mt en 2013. Cette consommation représente environ 12 % de la consommation mondiale de charbon. Du premier choc pétrolier en 1973 jusqu'en 2010, la consommation de houille (*hard coal*) est à la hausse avec un TCAM d'environ 2 % (de 492,5 Mt à 8,5 Gt). Ce taux reflète une augmentation moyenne de 1,9 % de la consommation de charbon thermique par an. La consommation de lignite affiche également une hausse importante (de 13 Mt à 64,5 Mt sur la même période avec un TCAM de 10,5 %).

En 2013, la consommation de charbon représente plus de 20 % de la consommation totale d'énergies aux États-Unis. Plus de 90 % de la consommation de charbon correspond à des usages thermiques dans les unités de production d'électricité. La part du charbon dans la production de l'électricité reste relativement stable depuis 1980 (IEA *The United States*, 2007), avec un pic en 1988 (60 %), jusqu'à atteindre 43 % en 2012. La baisse de la part du charbon thermique dans la production d'électricité est la conséquence, entre autres, de l'augmentation de l'usage du gaz naturel à bas prix et des régulations environnementales coûteuses. L'évolution des prix du gaz naturel et du charbon (modifiant les coûts comparatifs de la production d'électricité), la croissance économique, les nouvelles normes imposées aux centrales à charbon afin de continuer à être opérationnelles selon les restrictions environnementales sont des facteurs clés modifiant le mix énergétique des États-Unis (US EIA, 2012f). Pour la première fois en 2012, les parts du charbon et du gaz naturel dans la génération d'électricité sont égales et atteignent environ 32 % chacune.

³¹ Le charbon est principalement produit dans 4 régions : la région d'Appalachien, allant de la Pennsylvanie et de l'Indiana au nord jusqu'à Alabama au sud ; la région Intérieure, avec le Michigan et l'Illinois à l'est et au nord, et l'Iowa, le Missouri, le Kansas et l'Oklahoma à l'ouest et au sud ; la région Ouest, couvrant une grande partie de l'Arizona, du Nouveau Mexique, de l'Utah, du Colorado, du Wyoming et de Montana ; le bassin Powder River, qui couvre une partie du Wyoming et du Montana.

10) Chine

En 2011, l'industrie charbonnière domestique de la Chine produit plus d'énergie primaire que l'industrie pétrolière du Moyen-Orient (The Economist, 2013). Les mines les plus accessibles se trouvent dans la partie nord du pays, essentiellement dans la province de Shanxi et la Mongolie-Intérieure. La production en charbon (tous types confondus) est de 3 Gt et représente environ 47,5 % de la production mondiale. Ce qui fait de ce pays le plus grand producteur de charbon. De 1973 à 2010, sa production augmente à un TCMA de 16,1 %. La Chine est aussi le plus grand producteur de charbon thermique : 2 560 Mt en 2010, contre seulement 417 Mt en 1973 (soit une augmentation de 13,5 % par an en moyenne). Même si la Chine est le troisième pays le plus riche en termes de réserves prouvées, sa production croissante ne lui laisse qu'environ 31 ans de réserves de charbon exploitables en 2013. Les gisements commencent à s'épuiser, la production ne cesse d'augmenter face à une consommation croissante, et la question d'une indépendance énergétique est très préoccupante dans ce pays (Guermond, 2007).

En 2013, le charbon représente environ 67,5 % de la consommation totale d'énergies de la Chine. Ralentie par une plus faible progression économique, la consommation de charbon reprend fortement en 2000 (Guermond, 2007). En 2013, la consommation de la Chine représente plus de la moitié de la consommation mondiale ; soit plus de 2,7 Gt. Entre 1973 et 2010, la consommation de houille augmente de façon remarquable, avec un TCAM de 17,05 % (taux supérieur à son taux de production). 85 % de cette hausse correspond à l'augmentation de la consommation en charbon thermique. Cette dernière augmente de 414,2 Mt à 3 098 Mt sur la même période avec un TCAM de 14,2 %, faisant de la Chine le plus grand pays consommateur de charbon et de charbon thermique.

La moitié de cette consommation correspond aux usages thermiques dans les unités électriques. En 2011, la Chine est le plus grand producteur d'électricité au monde, avant les États-Unis (The Economist, 2013). Par conséquent, elle est fortement dépendante du charbon thermique dans sa production d'électricité. En 2012, 81 % de l'électricité de ce pays est produite dans des centrales thermiques à charbon. Une grande partie de ces centrales se trouvent dans les provinces de Shanxi, Shandong, Henan, Anhui, mais également dans des provinces où sont importés des volumes importants par voie maritime essentiellement, telles Jiangsu dans le nord du pays et Guangdong. Même si le charbon thermique reste la source

principale dans la production d'électricité, son utilisation est suivie par la croissance de l'usage d'autres sources d'énergie thermique (pétrole, hydraulique et éolienne). En 2010, la Chine est le producteur leader de puissance hydraulique et le deuxième producteur d'électricité à partir de l'éolienne au monde (US EIA, *Annual Energy Review 2011*). Le développement des autres sources d'énergie est primordial pour ce pays, surtout dans un contexte de déficit énergétique. Cependant, il est estimé que la Chine devienne responsable de 76 % de la hausse projetée de la consommation de charbon au monde jusqu'en 2035 (US EIA *International Energy Outlook*, 2011).

Section 6. Coûts et prix

Dans cette section, nous décrivons la structure des coûts dans l'industrie charbonnière et les différents prix du charbon thermique sur le marché international. Nous couvrons les divers seuils de coûts, allant de l'extraction aux coûts du transport (interne et maritime), ainsi que les prix à l'exportation et à l'importation et leurs différentes variantes dans le cadre d'échange international.

6.1. Structure des coûts

Le prix final du charbon thermique sur le marché international résulte de l'addition des différents postes de coûts au départ de la mine (exploitation, extraction, production), des coûts du transport interne (terrestre, ferroviaire) de la mine jusqu'au port d'embarquement, des coûts portuaires (chargement/déchargement, coûts de stockage), ainsi que des coûts du transport maritime et d'affrètement (les frets) (Teissier, de Bourgues et Bautin, 2001 ; Martin-Amouroux, 2008).

6.1.1. Coûts d'exploitation et d'extraction

Le charbon thermique est de loin le combustible le moins cher quand il est brûlé sur le carreau des mines³² et dans les unités thermiques situées à proximité des lieux d'extraction et de production. Les coûts du charbon au départ des mines se situent en moyenne entre 1 \$ et 10 \$ la tonne (Martin-Amouroux, 2008). Cependant, ces coûts varient selon le type de mine exploitée (qu'elle soit souterraine ou à ciel ouvert) et son emplacement géographique. A titre indicatif, les coûts les plus faibles correspondent à ceux des mines à ciel ouvert du Powder River Basin (États-Unis) ; de l'ordre de 3 \$ à 5 \$ la tonne. Les coûts des mines à ciel ouvert des autres pays exportateurs, telles l'Australie, l'Afrique du Sud et l'Indonésie, sont plus élevés et atteignent les 10 \$/t à 20 \$/t. En haut de ce classement, les mines de la région des Appalaches aux États-Unis affichent des coûts entre 20 \$/t et 30 \$/t.

A la suite de la réalisation de nombreux projets d'extension des capacités de production dans différents pays (États-Unis, Australie, Colombie, Indonésie, Afrique du Sud), les coûts

³² Un carreau de mine est une parcelle de terrain où est installé le puits ou la fosse, et sur laquelle se trouvent les installations techniques de surface nécessaires à l'extraction.

d'extraction augmentent durant les années 2000. Aujourd'hui, ces coûts sont stables dans ces pays. Les pays émergents d'Asie ont des rendements décroissants dus à la profondeur et l'emplacement de leurs mines, rendant l'exploitation de ces dernières difficile. Pour diminuer ces coûts, d'importantes restructurations industrielles, ainsi que des investissements visant le développement de nouvelles infrastructures de transport sont envisagés.

6.1.2. Transport interne : de la mine jusqu'au port d'acheminement

Ce coût dépend principalement de la distance entre les mines d'extractions et les différents ports d'expédition (École Nationale d'Administration, 2011/2012). Il existe une disparité importante d'un pays à l'autre. En Colombie et dans le New South Wales en Australie, cette distance est des plus courtes (50-300 km). Elle est plus longue en Afrique du Sud, en Chine et dans la région des Appalaches aux États-Unis (300-700 km). Cette distance est encore plus importante en Russie et dans le bassin du Powder River aux États-Unis (1500-4500 km). Nous constatons bien que dans le cas type des États-Unis, selon la région de production, la distance entre les mines et les ports varie de façon très significative, allant de 300 à 4500 km. Outre la distance de chaque itinéraire, le coût du transport dépend également des infrastructures ferroviaires et terrestres, de leurs performances et de leurs capacités.

6.1.3. Frais de chargement et de déchargement

La plupart des ports d'exportations et d'importations bénéficient aujourd'hui de grands progrès techniques. Les équipements de chargement/déchargement et de manutention sont automatisés et modernisés. Ces évolutions permettent la baisse des frais portuaires, ainsi que du temps d'attente des différents vraquiers et les taux de surestaries³³.

6.1.4. Coûts du transport maritime et du fret

La part des coûts du transport maritime dans le prix total de vente du charbon thermique est très importante (Rodrigue et Browne, 2008). Ces coûts peuvent atteindre 70 % du prix final du charbon thermique (Martin, 2005). Le transport maritime est le mode de transport

³³ Les surestaries sont des indemnités que l'affréteur doit payer au propriétaire du navire quand le temps de chargement et/ou de déchargement dépasse le temps prévu dans le contrat dans un affrètement au voyage (CNUCED, 2011).

dominant pour les échanges internationaux des marchandises solides et, plus précisément, des vrac secs³⁴. Dans le cadre du commerce maritime, le charbon thermique fait partie de ces vrac secs standards. Ainsi, en termes de logistiques et de transport maritime, ses échanges sont en directe concurrence avec ceux des quatre autres commodités en vrac standards ; à savoir les graines et les céréales, le minerai de fer, la bauxite et l'alumine, ainsi que le phosphate (la roche phosphatée). Cette concurrence est d'autant plus forte tenant compte des limites des capacités maritimes ; à savoir le nombre et la capacité des vraquiers, et le tonnage de la flotte. Le transport des vrac solides nécessite des navires spécifiques (généralement appelés charbonniers ou minéraliers). Les plus sophistiqués à être employés sont les panamax, les handysizes et les capesizes. L'essentiel des échanges de charbon thermique se font via des capesizes (Ritschel et Schiffer, 2007). Face à une forte demande mondiale en matières premières, les limites maritimes peuvent ainsi engendrer des phénomènes de congestion, ralentir le trafic, et influencer les coûts du transport, ainsi que les coûts d'affrètement.

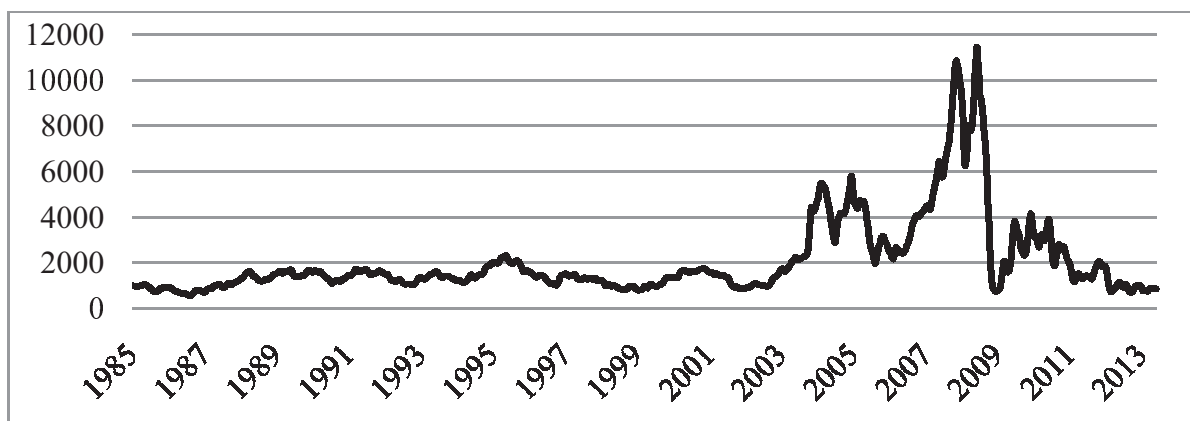
Parmi les indices disponibles concernant le fret maritime, les indices baltiques (*Baltic indices*) sont les références dans le commerce mondial des commodités (*Electric Power Research Institute* (EPRI), 2007 ; CNUCED, 2011). Le BDI (*Baltic Dry Index*) est l'indice le plus utilisé sur le marché de fret en vrac. Le BDI est une version nouvelle et développée du *Baltic Freight Index* (BFI). Il sert à calculer le coût du fret maritime international en fonction de la masse de la cargaison et à partir des différents indices baltiques concernant les différents types de vraquiers et minéraliers. Cet indice est basé sur 26 espaces et routes maritimes répartis en 4 routes pour les capesizes et les panamax chacun, et 6 routes pour les supramax et les handysizes chacun, ainsi que 6 autres importantes routes (Percebois, 2009 ; Zaklan, Cullman, Neumann et von Hirschhausen, 2012). Selon le nombre et la domination de certains types de vraquiers sur le commerce international des commodités solides, l'introduction des données relatives aux petits vraquiers fait du BDI un indice de moins en moins pertinent et représentatif des mouvements et des changements probables dans les coûts du transport maritime. Ainsi, il existe des sous-indices du BDI calculés en fonction des capacités des différents navires : *Baltic Capesize Index* (BCI), *Baltic Panamax Index* (BPI), *Baltic Handysize Index* (BHSI) et *Baltic Supramax Index* (BSI). Ces indices reflètent essentiellement

³⁴ Dans le cadre du commerce maritime, le terme « vrac » fait référence à tous les produits transportés directement soit dans la cale d'un navire, soit dans des aménagements spécifiques. Nous distinguons les vrac (marchandises) solides des vrac liquides. La première catégorie comprend ainsi le charbon, les minerais, les engrais, le ciment, la bauxite, les aliments du bétail, et les produits alimentaires tels que les céréales et le sucre brut. Les vrac liquides comprennent les hydrocarbures, le GNL, les produits chimiques, et certains produits alimentaires tels que l'huile, le vin et la mélasse.

le marché des transactions *spot*. Par conséquent, ils ne représentent pas les affrètements maritimes dans le cadre des contrats de long terme.

La Figure 1.14 montre l'évolution du BDI moyen de janvier 1985 jusqu'à juin 2013. Avant 2000, et jusqu'en début 2003, le BDI reste relativement stable (Site officiel du *Maritime Transportation – Capital Link*). Depuis 2003, les taux de fret et de coûts du transport maritime deviennent de plus en plus volatiles et instables. Le BDI atteint un premier pic fin 2004 (5 795 points) et diminue en moyenne par la suite. En octobre 2007, le BDI atteint un autre pic d'environ 10 835 points. En juin 2008, le BDI est le plus important sur cette durée (à presque 11 445 points), mais chute de façon spectaculaire à un niveau d'environ 740 points fin 2008. Depuis 2010 jusqu'en juin 2013, l'indice du taux moyen du fret Baltique est à la baisse.

Figure 1.14 – Évolution du Baltic Dry Index



Source : A partir de www.marine-transportation.capitallink.com

6.2. Prix

Il est logique que le niveau général des prix concernant les échanges de charbon thermique dépende avant tout des coûts de production sur le long terme. Cependant, les prix fixés ne sont pas uniquement déterminés sur la base des coûts de production. La production et, par conséquent, les exportations du charbon pour certains pays représentent une industrie à grande échelle avec une forte intensité d'investissement. Dans ces cas, la balance offre-demande des échanges à court-terme influence également les prix de façon significative.

Il existe deux systèmes standards de fixation des prix sur le marché maritime du charbon thermique : les prix contractuels (négociés dans le cadre de contrats de long terme), et les prix *spot* (Giraud, Coiffard, Suissa et Cretin, 1991 ; Ekawan, Duchêne, Goetz, 2006). Les prix contractuels concernent les accords commerciaux négociés sur une ou plusieurs années, selon des conditions spécifiques telles que le volume, la qualité, le taux de change, etc. Auparavant, les accords basés sur des contrats de long terme avec révision annuelle des prix fixes étaient monnaie courante. Depuis le développement des contrats *spot*, le prix fixe du charbon thermique s'adopte au taux courant *spot*.

Les pratiques commerciales entre les producteurs-exportateurs et les consommateurs-importateurs changent considérablement (Ekawan, Duchêne, Goetz, 2006). Ce changement est notamment visible dans la nature et le genre des différents contrats signés entre les partenaires commerciaux. Traditionnellement, les échanges commerciaux se font directement entre les producteurs et les consommateurs. Aujourd'hui, les grands producteurs créent leurs propres unités et centres de vente et de distribution – ce qui leur permet de commercialiser du charbon thermique dans le cadre de pratiques *one-stop-shop* (de guichet³⁵). Ainsi, récemment, les contrats de long terme (longtemps considéré comme standard) cèdent la place aux contrats *spot* et aux accords annuels. C'est le cas des grandes compagnies telles que BHP-Billiton, Glencore-Xstrata et Anglo-American Coal³⁶, mais aussi des compagnies privées russes qui suivent l'exemple. Ce constat est similaire sur les différentes régions, mais à des fréquences et des temps d'adoption différents.

1) Contrats de long terme et prix contractuels

Traditionnellement, les contrats de long terme correspondent à des accords sur au moins une dizaine d'années, directement entre les exportateurs (les producteurs) et les importateurs (les consommateurs finaux ; les centrales thermiques en l'occurrence). Dans le cadre de contrat de long terme, les partenaires commerciaux définissent les modalités des accords, telles la qualité du charbon, la quantité annuelle échangée, les différentes

³⁵ Les pratiques commerciales dites de guichet (nommées aussi à guichet unique) consistent à regrouper la plupart des services offerts à une clientèle en un même endroit.

³⁶ BHP-Billiton, Glencore-Xstrata et Anglo-American Coal sont des multinationales spécialisées dans la production de minerai et d'énergie. Elles sont les plus grandes productrices de charbon thermique au monde avec des mines d'exploitation situées en Australie, en Afrique du Sud, aux États-Unis et en Colombie.

options, ainsi que les prix fixes pour chaque année du contrat. Le prix est révisé annuellement, prenant en compte des éventuels changements de coûts opérés entre temps.

2) Transactions de court-terme et prix *spot*

Aujourd'hui, de plus en plus de transactions se font via des contrats *spot*, ainsi que des demandes sur le moyen terme, et cela aux dépens des contrats de long terme (Martin-Amouroux, 2008). Les contrats *spot* permettent aux importateurs et aux consommateurs de garder une certaine cohérence avec la situation actuelle du marché et de bénéficier de prix alignés à ceux du marché libre (Ekawan, Duchêne et Goetz, 2006). La flexibilité et la souplesse obtenue via les contrats *spot* attirent de plus en plus d'acteurs, diminuant ainsi le degré de préoccupation concernant la sécurité d'approvisionnement.

Les contrats *spot* ne représentent plus des arrangements directs entre les producteurs et les consommateurs. Dans le cas du charbon thermique, ces accords se font via des plateformes commerciales, les marchés de commodité, mais encore par l'intermédiaire de brokers. Une variante des accords *spot* est le nombre de transactions faites dans le cadre d'OPA (Offre Publique d'Achat ; *tender trends* en anglais). Les volumes et les quantités de charbon thermique adjugés dans le cadre d'OPA sont plus importants par rapport aux accords individuels. Leur durée dépasse souvent plusieurs trimestres.

Dans le cadre des contrats *spot*, quand le marché est tendu, les prix *spot* augmentent (Ekawan et Duchêne, 2006). Inversement, dans une situation où le marché est souple, une baisse de prix devient alors possible. Dans un marché d'acheteurs, quand l'offre excède la demande, les prix *spot* sont généralement plus faibles que les prix contractuels de long terme (Ritschel et Schiffer, 2007). Les changements de prix dépendent alors de façon cruciale des cours de la demande, *inter alia* (i.e. entre autres). Ces derniers dépendent à leur tour du degré d'utilisation des capacités portuaires, ainsi que – de façon moins importante – des cours du prix du pétrole. Dans un marché de vendeurs - situation selon laquelle la demande est plus importante que l'offre - les coûts totaux (*full costs*), ainsi que les marges de producteurs et des fournisseurs principaux, déterminent le prix sur le marché international.

Il existe une palette de prix pour le charbon thermique, chacun déterminant des critères différents liés à la qualité du charbon, ainsi qu'à la provenance et à la destination des

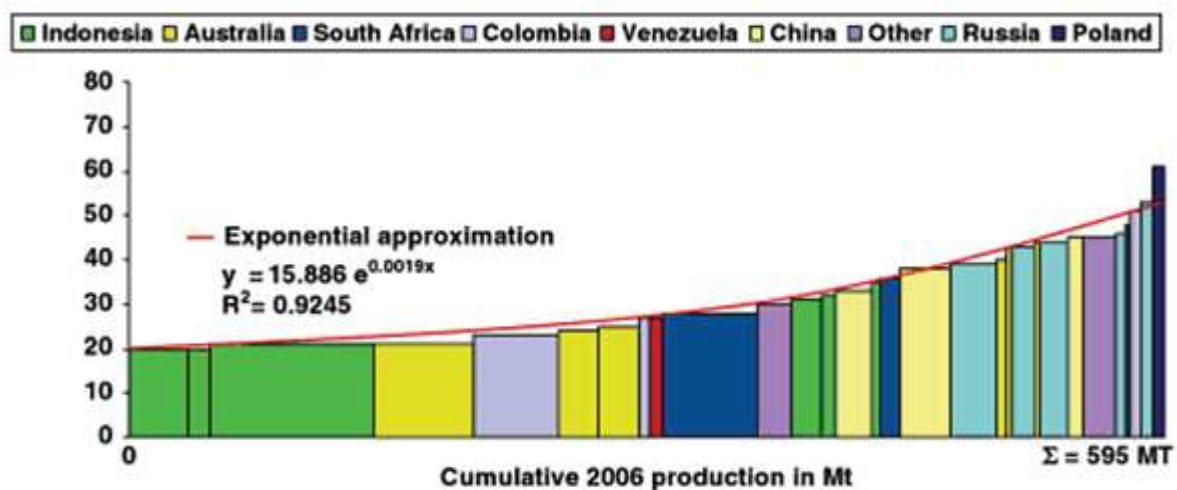
échanges maritimes mondiaux. De façon générale, et dans l'évaluation des produits et des marchandises faisant l'objet d'un commerce international, nous distinguons principalement deux types de prix : le prix à l'exportation « franco à bord » (*Free On Board* (FOB)) et le prix à l'importation « coûts, assurance, fret » (*Costs, Insurance, Freight* (CIF)).

6.2.1. Prix FOB

Le prix d'exportation est le prix du produit franco à bord. Il représente tous les coûts supportés jusqu'à la livraison du produit à bord d'un navire dans le port de sortie du pays exportateur. Le prix FOB comprend donc le prix au départ du lieu de production, les frais de commercialisation, les coûts du transport interne et local, les redevances portuaires locales, ainsi que les droits de douane ou les subventions à l'exportation.

La Figure 1.15 montre l'évolution du prix FOB moyen des principaux producteurs et exportateurs en 2006. Ainsi, ce prix dépend, entre autres, des méthodes d'extraction du charbon thermique (mine à ciel ouvert ou souterraine), de la localisation géographique des mines par rapport aux points de consommation ou aux ports d'acheminement, ainsi que de l'étendue du pays et de ses infrastructures internes et portuaires.

Figure 1.15 – Prix FOB moyens par pays en 2006 (US\$/t)



Source : Schernikau (2010)

6.2.2. Prix CIF

Quant au prix d'importation, il représente le prix du produit livré à quai dans le port ou le point d'entrée du pays importateur. Il comprend donc le prix d'exportation FOB, auquel sont ajoutés les coûts du transport et d'affrètement maritime (soit le fret), les frais d'assurance et, dans certains cas, les frais de déchargement. Le prix CIF ne prend pas en compte les droits de douane ou les subventions à l'importation, les redevances portuaires au point d'entrée, ainsi que les frais locaux de commercialisation et de transport dans le pays importateur. En résumé, la relation entre le prix à l'exportation FOB et le prix à l'importation CIF s'écrit de la façon suivante :

$$\text{Prix CIF à l'importation} = \text{Prix FOB à l'exportation} + \frac{\text{coûts d'affrètement} + \text{frais d'assurance}}{\text{Coûts du transport maritime}}$$

Le Tableau 1.6 présente la formation des prix moyens CIF Amsterdam, Rotterdam et Anvers (CIF ARA³⁷) dans les principales régions productrices et exportatrices en 2006/2007 – allant des coûts moyens du charbon thermique au carreau de mine jusqu'aux prix moyens à l'importation.

Tableau 1.6 – Coûts et prix moyens des principaux exportateurs en 2006 (US\$/t)

US\$/t	Coût carreau mine	Transport intérieur	Coût chargement	Prix FOB	Fret 2006	CIF ARA
Australie ¹						
Ciel ouvert	14 - 42	6 - 14	2 - 3	22 - 59	22	44 - 81
Souterraine	25 - 40	3 - 10	2 - 3	30 - 53	26	56 - 79
Afrique du Sud	16 - 28	6 - 10	1,5 - 2	22 - 40	16	38 - 56
Colombie	22 - 26	2 - 2	3 - 5	27 - 34	15	42 - 49
Russie	16 - 20	24 - 26	2 - 3	42 - 49	14	56 - 63
Indonésie	16 - 33	2 - 7	2 - 4,5	20 - 45	17	37 - 62
Venezuela	18 - 22	7 - 9	3 - 5	28 - 34	19	47 - 53

(1) Les mines à ciel ouvert sont situées au Queensland et les mines souterraines dans la région du New South Wales.

Source : Ritschel et Schiffer, 2007

De nombreux organismes et structures officiels calculent des indices pour les prix FOB et CIF en se basant sur différents critères. Les indices les plus connus sont essentiellement

³⁷ Le prix à l'importation CIF ARA représente le prix de référence sur le bassin Euro-Atlantique.

calculés par Platts, Argus-McCloskey, NYMEX, Barlow Jonker et globalCOAL, et sont publiés à des fréquences différentes. Comparé au pétrole et au gaz naturel, le marché du charbon thermique est moins sophistiqué et souffre encore d'une absence de transparence, notamment dans les systèmes de fixation des prix (Zaklan, Cullman, Neumann et von Hirschhausen, 2012). Dans les faits, les modalités de la formation des différents prix ne sont pas claires et précises. Il existe peu de données précises et complètes sur les coûts et les prix de la chaîne de valeur de l'industrie charbonnière, notamment le charbon thermique. La majorité de ces données relèvent de la propriété privée des compagnies spécialisées et des cabinets d'expertise (Baruya, 2007) et proviennent de déclarations individuelles de la part d'une sélection de traders prêts à divulguer les prix exacts de leurs échanges.

Conclusion

Le charbon thermique est une énergie sûre du point de vue de l'approvisionnement. Les réserves prouvées sont abondantes et géographiquement bien réparties dans le monde. Globalement, les grands producteurs sont eux-mêmes de grands consommateurs. Cependant, depuis les années 2000, la demande sur le marché maritime international ne cesse d'augmenter. Les pays consommateurs, notamment les pays émergents, deviennent de plus en plus dépendants des importations. Le marché international se développe afin de répondre à cette demande croissante. La majorité du commerce international du charbon thermique se fait par voies maritimes. La hausse de l'activité des différents pays (en termes d'exportation et d'importation) sur le marché maritime du charbon thermique n'est pas sans conséquence sur les coûts du fret et du transport maritime.

En théorie, les coûts du transport sont souvent considérés comme une barrière à l'entrée dans le cadre d'échange commercial (Geraci et Prewo, 1977 ; Prewo, 1978, Langhammer, 1987). L'évaluation de l'impact économique de ces coûts sur la configuration du marché international est une étape importante à franchir dans l'analyse du pouvoir de marché (Warell, 2005). Depuis 2000, nous constatons que les taux du fret et les coûts du transport maritime deviennent de plus en plus instables et volatiles. Ces coûts sont une des composantes du prix CIF à l'importation et peuvent représenter plus de la moitié du prix final du charbon thermique sur le marché international. Par conséquent, nous pouvons penser qu'ils représentent une barrière à l'entrée de nouveaux acteurs et/ou à l'extension de l'activité des pays sur le marché maritime international du charbon thermique.

Dans le chapitre suivant, nous déterminons si les coûts du transport maritime et du fret représentent une barrière à l'entrée sur le marché international du charbon thermique. Nous analysons l'évolution de la configuration du marché international du charbon thermique entre 2000 et 2010 (période de volatilité des taux du fret et des coûts du transport maritime). Les caractéristiques de la configuration du marché que nous retenons sont le volume des échanges, la direction et la distance des échanges, ainsi que les prix CIF à l'importation du charbon thermique. Nous évaluons l'impact des coûts du transport maritimes et du fret sur ces facteurs, afin de déterminer si ces coûts représentent une barrière économique solide face à l'activité des différents pays ou s'ils ne représentent qu'un facteur de segmentation géographique du marché.

Chapitre II : Barrière à l'entrée

Les coûts du transport maritime et du fret représentent-ils une barrière à l'entrée ?

Introduction

Section 1. Barrière à l'entrée et coûts du transport maritime et du fret

1.1.Barrière à l'entrée

1.2.Configuration traditionnelle du marché international

1.3.Marché maritime du charbon thermique dans la littérature

Section 2. Configuration du marché – Méthodologie

2.1.Tests d'Elzinga et Hogarty

2.2.Tests LIFO-LOFI

2.3.Tests LIFO-LOFI revisités – Variation de stocks

2.4.Procédure et base de données

Section 3. Configuration du marché - Résultats empiriques

3.1.Interprétation des résultats

3.2.Profil des exportateurs sur le marché

Section 4. Rôle du marché du transport maritime

4.1.Évolution des indices du fret – Approche économétrique

4.2.Interaction entre le marché mondial du charbon thermique et du transport maritime

Conclusion

Introduction

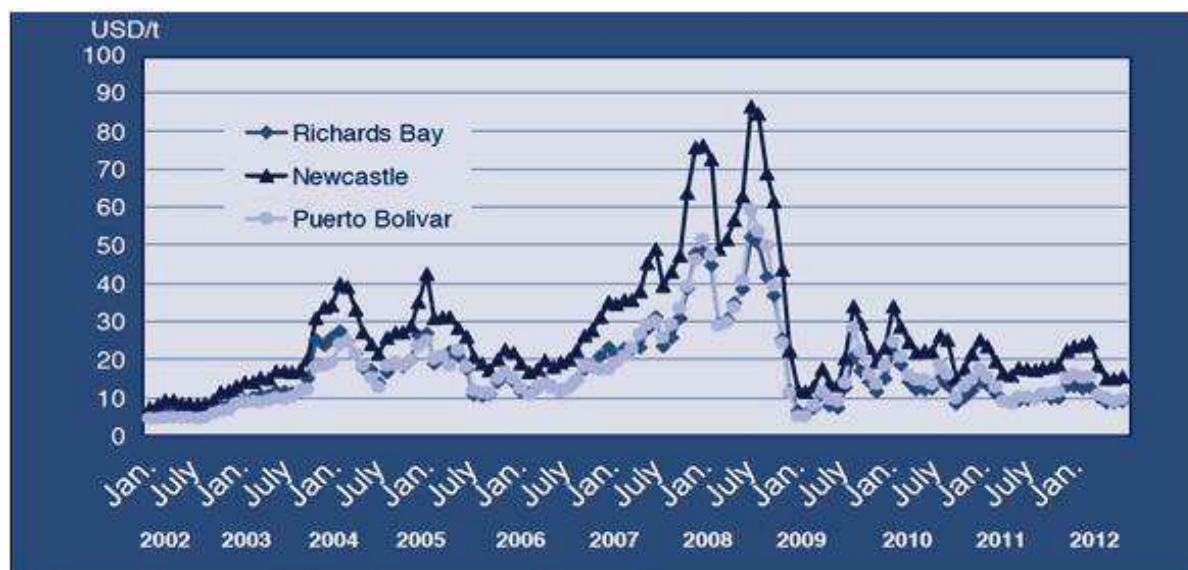
La densité et la direction des échanges maritimes internationaux du charbon thermique sont en perpétuel changement depuis les années 2000 et restent incertaines (IEA, 2011b). Pour tous les pays concernés sur ce marché, mais aussi dans le cadre de politique publique, il est important d'analyser l'évolution du marché et de déterminer les barrières susceptibles de modifier sa configuration. Selon le Journal Officiel des Communautés européennes (*European Community Commission DGIV*, 1997), l'étude du schéma actuel d'un marché et de son évolution donne des indications sur l'importance des divers facteurs du côté de l'offre et de la demande. De même, cette étude révèle l'étendue selon laquelle ces différents facteurs sont susceptibles de représenter une barrière à l'entrée et, par conséquent, de créer différents marchés géographiques et/ou économiques. La Commission des Communautés européennes présente une liste des différents obstacles auxquels les acteurs peuvent être confrontés lors de leur entrée sur un marché : l'accès aux réseaux de distribution et les coûts de développement de ces réseaux, l'existence ou l'absence de barrières réglementaires imposées par les États, les références techniques, les prix limitant les échanges et la production, etc. L'analyse des flux du marché souligne notamment la question des coûts du transport et la mesure selon laquelle ces coûts peuvent limiter les échanges entre différentes régions et zones. En théorie, ces coûts sont considérés comme une contrainte, un facteur de résistance, pouvant limiter l'expansion du marché et modifier le schéma de ce dernier (Geraci et Prewo, 1977 ; Prewo, 1978, Langhammer, 1987).

Nous l'évoquons dans le chapitre précédent : depuis 2000, les coûts du transport maritime et du fret sont de plus en plus instables et volatiles (Figure 2.1). De façon globale, entre 2000 et 2010, les indices du fret³⁸ sont à la baisse sur les années 2001, 2005 et 2008, et à la hausse sur les autres années (avec des pics importants aux quatrièmes semestres de 2004, 2007 et 2008) (Études annuelles de la Conférence des Nations-Unis sur le Commerce et le Développement (CNUCED) ; www.marine-transportation.capitallink.com). Ces coûts sont un des éléments de la composition des prix CIF à l'importation du charbon thermique. Ils peuvent représenter près de 70 % du prix total du charbon thermique, contre seulement 10 % dans le cas du pétrole (Martin, 2005). Paradoxalement, le commerce maritime du charbon thermique croît depuis 2000 (CNUCED, 2011). La part de la production échangée par voies

³⁸ Pour tous les indices d'affrètement à temps, au voyage et le BDI.

maritimes augmente (presque 11,2 % en moyenne de 2000 à 2010, avec un pic de 13,2 % en 2007) (IEA, *Coal Information 2011*). Le nombre de pays sur le marché augmente, notamment les pays exportateurs (Colombie, Kazakhstan, Vietnam). Avec la surexploitation du gaz de schiste sur le territoire américain dès 2005, les États-Unis exportent de plus en plus de charbon thermique non seulement vers les pays européens, mais aussi vers la région d'Asie.

Figure 2.1 – Évolution des taux du fret aux ports ARA¹ (US\$/t)



Source: Source Frachtcontor Junge

(1) Les taux du fret sont ceux des ports de Richards Bay (Afrique du Sud), Newcastle (Australie) et Bolivar (Colombie) à destination des ports d'Amsterdam, Rotterdam, Anvers (ARA) - les principaux ports en Europe. Les prix CIF ARA sont la référence des prix CIF du charbon thermique sur le bassin européen.
Source : VDKI (2012)

Tenant compte du poids des coûts du transport maritime et du fret sur les prix du marché maritime international, nous considérons ces coûts comme susceptibles de représenter une barrière à l'entrée. Cependant, l'impact de ces coûts doit être déterminé par des facteurs de demande ou d'offre tels le volume total et la distance des échanges, le stockage et le prix unitaire (Prewo, 1978 ; Langhammer, 1987). En d'autres termes, nous devons évaluer l'impact de ces coûts sur les principaux éléments caractérisant les relations commerciales, à savoir le volume et la direction des échanges, ainsi que les prix CIF à l'importation du charbon thermique. Selon le degré de cet impact, nous déterminons si les coûts du fret et du transport maritime représentent des barrières économiques sur le marché ou s'ils sont simplement à l'origine d'une division purement géographique de ce dernier.

La Section 1 présente les différentes définitions du terme « barrière à l'entrée » dans la littérature. Par la suite, nous exposons la littérature descriptive concernant l'évolution du marché maritime du charbon thermique. Nous y trouvons l'hypothèse selon laquelle les coûts du transport maritime et du fret peuvent influencer la configuration du marché. Cette littérature expose néanmoins une divergence d'opinions quant à l'impact de ces coûts. Ainsi, nous distinguons le marché géographique du marché économique pertinent. La Section 2 présente notre méthodologie nous permettant de déterminer la configuration du marché maritime du charbon thermique et d'évaluer l'impact des coûts du fret et du transport maritime sur le volume et la direction des échanges. Pour ce faire, nous utilisons les tests d'Elzinga et Hogarty (1973, 1978) sur une durée d'observation de onze années (de 2000 à 2010). Nous y ajoutons une variable concernant la variation de stocks. Cette variable permet d'absorber les écarts entre l'offre et la demande sur le marché international. Nous utilisons également cette variable comme potentielle variable stratégique d'entrée sur le marché dans le Chapitre 3. Les principaux résultats empiriques sont présentés et interprétés dans la Section 3. En se basant sur nos résultats, nous définissons le statut des différents acteurs sur le marché et déterminons l'impact des coûts du fret et du transport maritime sur la distance et le volume des échanges du charbon thermique. Le rôle du marché du transport maritime dans les échanges internationaux du charbon thermique est expliqué dans la Section 4. Nous déterminons la nature de l'évolution des coûts du fret en utilisant les tests de racine unitaire de Phillips et Perron (1988) entre 2002 et 2010. Étant donné que ces coûts sont une des composantes du prix CIF, la nature de leur évolution et l'analyse de leurs fluctuations permet d'expliquer la variation des prix CIF à l'importation et leur volatilité.

Section 1. Barrière à l'entrée et coûts du transport maritime et du fret

De façon traditionnelle, le marché du charbon thermique est considéré comme un marché segmenté en deux zones « Atlantique » et « Pacifique ». Cette division est très souvent définie comme étant la conséquence de la variation des coûts du transport maritime et du fret. Cependant, en détaillant la littérature existante concernant le marché maritime du charbon thermique, nous apercevons qu'il existe une divergence d'opinions concernant l'impact exact des coûts du transport maritime et du fret sur la configuration et l'évolution du marché. Par conséquent, nous considérons important de déterminer si cette référence traditionnelle ne reflète qu'un aspect purement géographique ou si elle souligne une distinction économique des deux zones géographiques. En d'autres termes, notre objectif est de déterminer si les coûts du transport maritime et d'affrètement représentent une barrière économique sur le marché maritime international du charbon thermique ou pas. Avant d'aborder notre méthodologie, dans cette section, nous présentons la littérature descriptive et empirique concernant la notion de barrière à l'entrée, ainsi que la formation du marché maritime du charbon thermique et son évolution.

1.1.Barrière à l'entrée

Dans le cadre d'une étude de concentration de pouvoir, il existe plusieurs tests, ou preuves permettant d'établir l'existence d'une éventuelle concentration de pouvoir substantielle sur un marché pertinent précis (OCDE, 2006). Ces preuves sont essentiellement réparties en deux catégories : les preuves directes et les preuves indirectes.

Les preuves dites « directes » permettent d'évaluer la sensibilité d'une entreprise face aux comportements de ses concurrents, ainsi que des consommateurs. Ces preuves permettent de déterminer si le résultat final des comportements d'une entreprise reflète un quelconque exercice de pouvoir face aux autres acteurs sur le marché. Parmi ces preuves, nous classons toutes les mesures concernant la capacité d'un acteur à augmenter ses prix au-dessus du prix concurrentiel, l'appréciation de la rentabilité, l'estimation de l'élasticité de la demande, ainsi que l'évaluation des pratiques ayant un effet anticoncurrentiel.

Outre les preuves directes, il existe notamment des preuves « indirectes ». Ces dernières correspondent à l'analyse du cadre structurel d'un marché précis. Ainsi, elles aident à évaluer

si un acteur est capable ou pas d'exercer et de détenir un pouvoir sur le marché. Les tests les plus couramment utilisés sont : les parts de marché (comme indice de concentration de pouvoir), les barrières à l'entrée et le pouvoir d'achat.

Ainsi, la définition et la détermination des barrières à l'entrée et à l'expansion constituent une étape essentielle dans notre cas d'étude. Déterminer la(les) barrière(s) nous permet d'avoir des éléments de réponse sur une éventuelle tentative d'atteinte à la concurrence. Nous appuyons ce point important en citant la Haute Cour australienne (à partir de l'OCDE, 2006) qui estime « *[qu'] il faut tenir également compte de la facilité avec laquelle les concurrents peuvent pénétrer sur le marché. Une entreprise ne peut détenir un pouvoir de marché que si, pour une raison quelconque, il n'est pas rationnel ou pas possible que de nouveaux arrivants pénètrent sur le marché. Il faut qu'il y ait des barrières à l'entrée.* ». Les lignes directrices canadiennes également soulignent l'importance de définir avec exactitude les barrières à l'entrée et à l'expansion. Selon ces lignes directrices, « *en l'absence d'obstacles à l'entrée, toute tentative d'une entreprise jouissant d'une forte part de marché d'exercer une puissance commerciale est susceptible de susciter l'arrivée de nouvelles entreprises ou l'expansion d'entreprises existantes...* ». Cependant, il existe une controverse entre les économistes et les juristes des instances de la concurrence concernant la définition du terme « barrière à l'entrée ». Nous listons chronologiquement les principales définitions présentées dans la littérature économique.

1) Bain (1956)

Une barrière à l'entrée est la possibilité pour un acteur de maintenir durablement ses prix au-dessus du prix du marché concurrentiel, sans pour autant être plus efficient que les potentiels nouveaux entrants. En d'autres termes, une barrière à l'entrée est un avantage que possèdent les firmes implantées dans l'industrie par rapport aux potentiels nouveaux entrants. Cet avantage se traduit par la possibilité pour les entreprises déjà en place d'augmenter leur prix à un niveau supérieur au niveau des prix concurrentiels (et d'obtenir des profits supérieurs à la normale) sans susciter et provoquer l'entrée d'un nouveau concurrent dans l'industrie. En se basant sur cette définition, les économies d'échelle et le capital représentent une barrière à l'entrée d'un marché ou d'une industrie.

2) Stigler (1968)

Une barrière à l'entrée est un avantage dont bénéficient les firmes et les acteurs implantés sur le marché par rapport aux nouveaux entrants. En d'autres termes, une barrière à l'entrée représente un coût de production – soit sur l'ensemble de la production, soit sur un sous-ensemble de celle-ci – que doivent supporter les firmes voulant entrer dans l'industrie. Par ailleurs, ce coût n'est pas supporté par les firmes déjà implantées dans l'industrie. Suivant cette définition, avec un accès égal à la technologie, les économies d'échelle et le capital ne représentent pas une barrière à l'entrée, sauf si et seulement si les firmes déjà sur place subissent également ces coûts. En comparant les deux définitions données par Bain (1956) et Stigler (1968), nous pouvons dire que toute barrière du point de vue de Bain (1956) n'est pas forcément une barrière du point de vue de Stigler (1968). Par contre, toute barrière stiglierienne est également une barrière à l'entrée selon Bain (1956).

3) Ferguson (1974)

Dans ce cas de figure, une barrière à l'entrée est un facteur avec deux caractéristiques. D'un côté, il rend l'entrée des nouvelles firmes non rentable. De l'autre côté, il permet aux firmes déjà en place de fixer leurs prix au-dessus du coût marginal et, par conséquent, de bénéficier d'un profit de monopole à long terme. Nous constatons que cette définition s'apparente à la définition donnée par Bain (1956), avec un élément supplémentaire qui est l'obtention d'un profit de monopole pour les firmes déjà implantées.

4) Fisher (1979)

Le terme barrière à l'entrée fait référence à toute chose empêchant l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché, alors même que l'entrée de ces derniers est socialement bénéfique et augmente le bien-être social. Contrairement aux définitions présentées jusque-là, l'approche de Fisher (1979) est une approche normative.

5) von Weizsäcker (1980)

Selon ce dernier, une barrière à l'entrée est un coût de production devant être supporté par une firme cherchant à entrer sur un marché ou dans une industrie. En revanche, ce coût n'est

pas supporté par les firmes déjà en place. Cette situation mène à un déséquilibre dans l'affectation des ressources d'un point de vue social. Nous constatons que von Weizsäcker (1980) suit la définition de base donnée par Stigler (1968), tout en y ajoutant l'impact de la barrière sur le bien-être social. Comme Fisher (1979), l'approche de von Weizsäcker (1980) est normative.

6) Carlton et Perloff (1994)

Une barrière à l'entrée est définie comme toute chose empêchant un entrepreneur de créer instantanément une firme dans le marché. Sur le long terme, une barrière à l'entrée est un coût nécessairement supporté par un nouvel entrant ; coût qu'une firme déjà implantée sur le marché n'a pas à supporter. En tenant compte de cette définition, le capital est considéré comme une barrière à l'entrée. Cette définition est également la première à souligner la notion du « temps » comme étant également une barrière à l'entrée sur le marché (via l'aspect instantané de la création et de l'activité du nouvel entrant).

7) McAfee, Mialon et Williams (2004)

Ces auteurs distinguent une barrière dite « économique » et une barrière de type « antitrust ». La première représente un coût qui doit être supporté et payé par un nouvel entrant et que les firmes déjà sur le marché n'ont pas à payer. Quant à la deuxième catégorie de barrière, elle représente un coût retardant l'entrée et, par conséquent, diminuant le bien-être social comparé à une entrée immédiate et à coût d'entrée égal pour les potentiels entrants. En se basant sur ces deux définitions, nous pouvons conclure que toutes les barrières économiques sont également des barrières antitrust. L'inverse n'est pas toujours vrai.

8) OCDE (2006)

Selon la définition schématique donnée par cet organisme, une barrière à l'entrée est une condition de marché retardant ou empêchant définitivement les nouvelles entrées et, par conséquent, pouvant représenter une menace pour la concurrence sur un marché précis et défini.

1.2. Configuration traditionnelle du marché international

Comme nous le mentionnons précédemment, le marché du charbon thermique est souvent divisé en deux zones Atlantique et Pacifique (Ekawan, Duchêne, Goetz, 2006 ; Kalaydjian et Cornot-Gandolphe, 2008 ; Martin-Amouroux, 2008, 2010, 2014). Les acteurs principaux sur chacune de ces zones sont, par nature, déterminés selon leur localisation géographique ;

Bassin Atlantique

Exportateurs : Russie, Canada, Afrique du Sud, Pologne, États-Unis

Importateurs : OCDE-Europe, Amérique latine

Bassin Pacifique

Exportateurs : Australie, Indonésie, Vietnam, Chine

Importateurs : Japon, Corée du Sud, Inde, Taiwan

Nous développons la formation de ces marchés traditionnels dans les sous-sections suivantes (1.2.1 et 1.2.2).

1.2.1. Bassin Atlantique

Le nombre des acteurs et la diversité des intervenants font du bassin Atlantique un système organisationnel moins structuré que celui du bassin Pacifique (Martin-Amouroux, 2008). Dans les années 1970, la majorité des transactions se font sous forme de contrats à long terme. Les prix finaux sont négociés selon différentes formules telles que « le prix de revient plus marge » ou « le prix de base avec formule d'indexation »³⁹. Aujourd'hui, les prix fixés dans le cadre d'accords et de contrats *spot* sont beaucoup plus représentatifs de ce marché. Actuellement, ils sont d'ailleurs la référence retenue par la plupart des exportateurs et importateurs. A cela, deux raisons principales :

Côté demande. La libéralisation des marchés de l'électricité entraîne une concurrence croissante entre les unités thermiques se voyant contraintes de s'approvisionner au meilleur prix ; à savoir le plus faible. Cette condition se répercute davantage en Europe

³⁹ Ces modalités de fixation des prix sont propres à l'industrie du charbon.

que sur la zone asiatique. La libéralisation des marchés électriques a notamment renforcé la concurrence entre le gaz naturel et le charbon thermique.

Côté offre. L'augmentation de la production et la création de stocks de certains pays exportateurs et, par conséquent, la baisse des prix l'emporte sur les préoccupations concernant la sécurité d'approvisionnement continu et durable du charbon thermique.

Dans ce contexte, « *la chasse aux bonnes occasions* » (Martin-Amouroux, 2008) est grande ouverte en Europe. Ce n'est qu'à partir des années 2000 que les transactions à terme (*future contracts*⁴⁰) commencent à augmenter. Le pourcentage des volumes de charbon échangés sous forme de contrat *spot* (avec une durée de moins d'un an) de la Communauté Économique Européenne (CEE) varie au fil des années : à la fin des années 1970, il baisse d'environ 26 % à 10 % ; s'en suit une stagnation aux alentours de 21 % jusqu'en 1984 ; pour enfin atteindre les 40 % à la fin des années 1980 et près de 80 % en 2003. Animées par cette vague de concurrence, les compagnies électriques mettent en place diverses politiques. Certaines n'hésitent pas à constituer et à créer des stocks de charbon provenant de différentes origines. D'autres passent par les appels d'offres internationaux. Les grands consommateurs (importateurs), mais également les grands producteurs (exportateurs) n'hésitent pas à installer des *trading desks*⁴¹ à proximité de leurs centres de commercialisation, rendant les *brokers*⁴² de plus en plus actifs dans le monde.

1.2.2. Bassin Pacifique

Les relations australo-japonaises sont le pilier de ce bassin (Ekawan, Duchêne et Goetz, 2006). Dans les années 1980, la relation bilatérale entre ces deux pays est essentiellement issue de la demande des centrales et des unités de production d'électricité japonaises et de l'offre des producteurs de charbon thermique australiens, notamment dans le New South

⁴⁰ Ces contrats, nommés également *traders* dès leur parution dans les années 1990, font référence à un échange de matières premières minérales ou agricoles, d'énergies, de devises, etc. à un prix fixé avant la date de livraison dans le futur. Ce type de transaction protège l'acheteur de l'effondrement éventuel des cours.

⁴¹ Un *trading desk* est une plateforme où sont rassemblés les opérateurs de marché intervenant sur les marchés financiers. Ces plateformes sont généralement organisées par produits ou segment de marché (actions, taux à court terme, taux à long terme, etc.). Deux corps de métier y sont représentés : les *traders* et les *market-makers* (animateurs de marché ; assimilables à des grossistes).

⁴² Un *broker* (courtier) est une personne ou une entreprise intermédiaire dans une opération entre deux parties. Le plus souvent, un courtier intervient dans les marchés du gré-à-gré (*Over-the-Counter* (OTC) en anglais), lorsque la transaction se fait directement entre l'acheteur et le vendeur hors marché organisé.

Wales. Des modalités basées sur des coopérations, ainsi que des contrats à long terme et des négociations annuelles conditionnent ces relations bilatérales (Giraud, Coiffard, Suissa et Cretin, 1991). Ces éléments sont principalement retenus pour assurer une sécurité d'approvisionnement continu d'un charbon thermique de qualité. En 1990, 83 % des échanges se font sous forme de contrats à long terme avec des négociations annuelles.

Les achats suivent essentiellement le système centralisé. Les unités électriques japonaises (*Japanese Power Utilities (JPU)*) décident de ne pas se concurrencer et confient la totalité de leur demande à une centrale dite « mère » négociant les modalités d'échanges (à savoir la quantité, la qualité, les prix, la date de livraison, etc.) avec les producteurs australiens. Au milieu des années 1990, certains producteurs australiens deviennent de plus en plus favorables aux transactions *spot* à des prix plus faibles que ceux négociés dans les contrats annuels et pluriannuels. Par conséquent, les prix de référence sont modifiés, modulés et appliqués aux contrats en cours de préparation. De ce fait, depuis les années 2000, les prix sont moins le résultat de concertations et de négociations organisées entre les partenaires commerciaux, que de leur alignement à l'évolution des contrats sous appel d'offre, ainsi que des prix *spot* et des contrats à terme.

Un autre évènement perturbant les conditions initiales des relations sur le bassin Pacifique est l'arrivée de nouveaux exportateurs - tels la Chine et l'Indonésie essentiellement - dans les années 1990. De plus, avec la libéralisation du marché de l'électricité, les unités et centrales thermiques changent de comportement. Devenues moins préoccupées par les questions de sécurité d'approvisionnement, elles sont en perpétuelle recherche de la réduction de leurs coûts de production. Dans cet environnement de plus en plus concurrentiel, la préservation des contrats à long terme devient compliquée. En 2002, les transactions de cette nature ne représentent plus que 70 % de l'ensemble des contrats, au profit de contrats de plus courts termes avec une durée moyenne de deux ans sur appel d'offre ou de contrats *spot*. Les échanges sous forme d'appel d'offre évoluent davantage. La Chine, la Corée du Sud et Taïwan en sont les premiers utilisateurs. Ces appels d'offres sont organisés périodiquement afin de fixer les quantités, les spécifications et les qualités du charbon thermique, les dates de livraisons, et les différents prix planchés et plafonds à respecter.

1.3. Marché maritime du charbon thermique dans la littérature

La quasi-majorité de la littérature et des travaux concernant l'évolution du marché maritime international du charbon thermique est de nature descriptive. A notre connaissance, rares sont les travaux économétriques et les supports empiriques définissant le marché géographique et économique du charbon thermique ou, en d'autres termes, déterminant l'impact géographique et/ou économique des coûts du transport maritime et du fret sur la configuration de ce marché. Comme nous le mentionnons dans le Chapitre 1, l'évolution du marché maritime du charbon thermique commence essentiellement dès les années 2000. C'est à partir de cette décennie que le volume échangé par voies maritimes augmente significativement ; que le nombre d'acteurs présents sur le marché international augmente ; que les prix FOB et CIF deviennent volatiles.

Nous commençons cette section en définissant les notions de « marché géographique » et de « marché économique pertinent ». Par la suite, nous exposons l'essentiel de la littérature existante afin de voir l'évolution des fondamentaux du marché international du charbon thermique et de souligner les différentes appréciations et conclusions concernant l'impact des coûts du transport maritime et d'affrètement dans la configuration de ce marché.

1.3.1. Marché géographique et marché économique pertinent

L'impact d'une barrière à l'entrée, mais aussi du comportement des acteurs, peut être significativement évalué que si le marché économique est préalablement défini de façon pertinente (Philippe, 1998 ; Warell, 2005 ; OCDE, 2006). La définition du marché pertinent permet ainsi, *inter alia*, d'identifier les barrières à l'entrée à la concurrence entre les différents acteurs, d'évaluer leur impact sur le marché, ainsi que de calculer par la suite les parts de marché (*European Community Commission DG IV*, 1997). Ainsi, la définition du marché pertinent est une étape importante à franchir dans le cadre d'une analyse de concentration de pouvoir ou de politiques publiques⁴³. La définition d'un marché se fait en deux étapes principales : la définition en termes de produit (*product space*) et en termes d'échelle

⁴³ La définition et la délimitation d'un marché pertinent sont de plus en plus difficiles, tenant compte des différents processus de concurrence. Ainsi, l'arrivée de nouveaux produits de substitution, ou les progrès techniques et les avancées technologiques modifient, voir détruisent, les frontières et les limites du marché. L'échelle temps doit ainsi être suffisamment longue pour prendre en compte ces changements inévitables et omniprésents.

géographique (*geographic space*) (Dickson et Ginter, 1987 ; Philippe, 1998 ; Warell, 2005). Nous définissons le marché selon l'aspect produit dans le premier chapitre (en référence à la sous-section 1.2).

Traditionnellement, les marchés économiques pertinents identifient les gammes de produits et les zones géographiques pour lesquelles l'arbitrage permet aux prix d'être liés. Cette définition économique puise son origine dans les travaux des néo-classiques, tels que Cournot (1838) et Marshall (1890). Dans cette même lignée, nous retenons aussi la définition donnée par le *Merger Guidelines DG IV* de la Commission européenne :

« ... Le marché pertinent en termes de produit comprend tous les produits et/ou les services considérés comme interchangeables ou substituables par le consommateur, en raison des caractéristiques des produits, de leurs prix et de leur usage habituel... Le marché pertinent géographique comprend les zones dans lesquelles les entreprises concernées concourent à l'offre et à la demande de produits ou services, dans lesquelles les conditions de concurrence sont suffisamment homogènes et qui peuvent être distinguées des zones voisines par des différences sensibles des conditions de concurrence. »

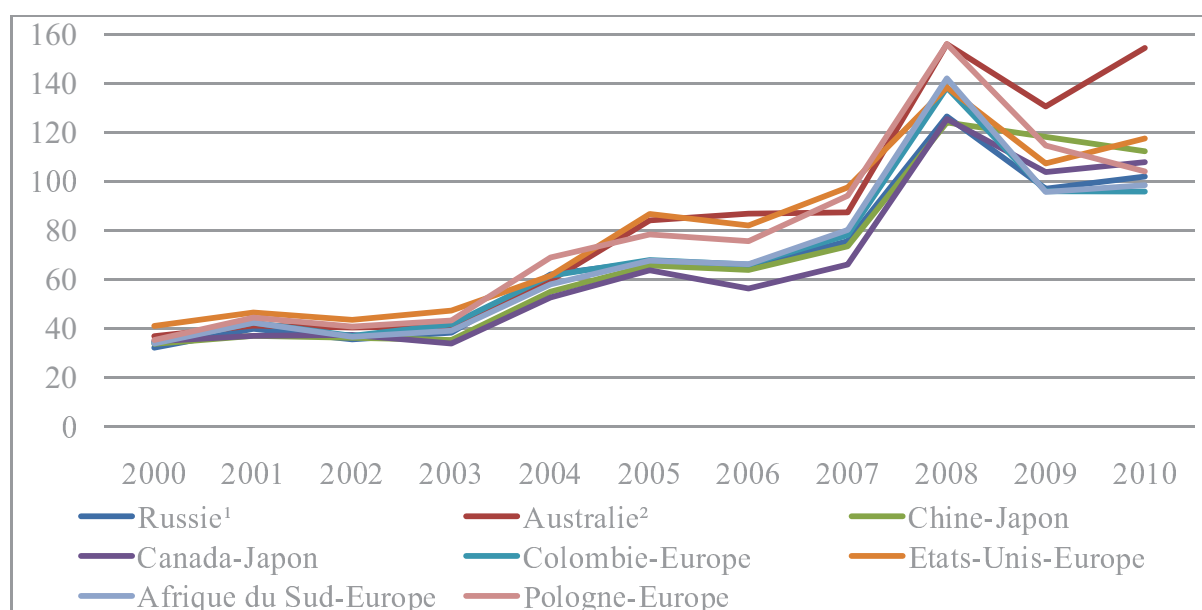
Théoriquement, l'existence d'une différence entre le prix d'un seul produit sur différentes zones géographiques n'implique pas le fait que ces dernières ne forment pas un unique marché économique (Horowitz, 1981). En effet, si les deux régions géographiques correspondent à un seul marché, au fil du temps, le prix d'échange sur une région ne peut rester éloigné du prix d'échange sur l'autre zone (Samuelson, 1949). En d'autres termes, les prix convergent vers le même équilibre en suivant la même tendance. Les prix des différentes régions géographiques ont la même trajectoire et tendent vers le même équilibre que si ces régions ne constituent qu'un seul marché économique (Hay, Hilke et Nelson, 1988). S'il existe une différence entre le niveau des prix (i.e. si le prix est plus élevé sur une zone comparée à une autre zone), les échanges interzones permettent le réajustement des prix jusqu'à ce qu'ils deviennent égaux (Schernikau, 2010).

Rappelons la définition du marché selon Cournot (1838). Un marché représente l'ensemble du territoire dont les parties sont si unies par les relations commerciales libres, que les prix s'alignent au même niveau avec aisance et rapidité. Par conséquent, les zones sur lesquelles les prix d'une même commodité tendent vers l'uniformité représentent un seul

marché, et ceci compte tenu des coûts du transport. Ainsi, l'existence de cointégration entre les différents prix du charbon thermique affirme l'intégration des marchés géographiques en un marché économique pertinent unique.

La Figure 2.2 nous montre l'évolution des prix CIF des principaux exportateurs sur les deux bassins géographiques entre 2000 et 2010. Nous constatons que, malgré une différence de niveau, les prix CIF évoluent avec la même tendance et sont convergents. Cette observation appuie le fait que les deux zones géographiques ne font partie que d'un seul marché pertinent mondial. Dans ce cas, l'appellation « marché Atlantique » et « marché Pacifique » ne fait référence qu'à une division purement géographique du marché, n'entraînant aucune différenciation économique.

Figure 2.2 – Évolution des prix CIF à l'importation (US\$/t)



(1) et (2) : Les prix concernant la Russie et l'Australie représentent la moyennes des prix d'importation vers l'Europe et le Japon.

Source : A partir de l'IEA, rapports annuels Coal Information

1.3.2. Littérature descriptive et empirique

Comme mentionné auparavant, les travaux empiriques appliqués au marché international du charbon thermique déterminant l'impact des coûts du transport maritime et du fret sur la configuration du marché sont rares. Dans cette partie, nous présentons les principaux points de la littérature descriptive, empirique et économétrique par ordre chronologique. Cette présentation nous permet, selon la date de publication des différents travaux et de

l'application méthodologique, de distinguer l'absence de consensus et les divergences d'opinions des auteurs des différentes conclusions émanant de la propre évolution du marché du charbon thermique.

1) Ellerman (1995)

Les travaux d'Ellerman (1995) concernant le marché du charbon et ses prix sont une référence clé dans cette littérature. Dans cet article purement descriptif, Ellerman (1995) se positionne tout d'abord sur l'étendue géographique du marché du charbon. Selon lui, les appellations traditionnelles Atlantique et Pacifique ne font référence qu'à des critères géographiques et, en nul cas, à des différenciations économiques. Il appuie son propos en évoquant la trajectoire quasi similaire des prix CIF à l'importation sur les deux zones. Il en conclut que, malgré les différentes provenances et destinations des échanges, ainsi que la différence entre la nature des contrats et les conditions d'échange, les prix moyens annuels se suivent et sont convergents. Ainsi, le marché du charbon thermique est considéré comme un marché mondial unifié, constitué de deux zones géographiques de 1970 à 1990.

Il explique cette convergence des prix et l'unification des deux zones via l'activité de l'Afrique du Sud. La localisation et la situation géographique de ce pays lui permettent de répondre à la demande sur les deux bassins, lui donnant donc le rôle de *link exporter* (exportateur lien). D'autres articles plus récents attribuent ce rôle de pays lien à des exportateurs pouvant également entrer sur les deux zones. L'IEA (1978) cite les États-Unis ; Humphreys et Welham (2000) et le *World Coal Institute* (2005) s'allient à Ellerman en citant l'Afrique du Sud ; Warell (2006) nomme les États-Unis.

Ellerman (1995) constate également que, dans le cas où les coûts du transport maritime sont faibles, certains pays exportateurs deviennent compétitifs dans le bassin sur lequel, de par la distance, ils ne sont pas dominants. C'est le cas des États-Unis sur le bassin Pacifique ou de l'Australie sur le bassin Atlantique. Par conséquent, la baisse des coûts du transport maritime entraîne une augmentation des échanges entre les différents pays, permettant ainsi l'unification des marchés géographiques jusqu'alors séparés et la formation d'un seul marché mondial du charbon.

Sur cet unique marché économique du charbon, Ellerman (1995) décrit les États-Unis comme étant *swing supplier* sur le marché du charbon thermique. En observant l'évolution du marché charbonnier américain, il cite trois faits principaux expliquant l'attribution de ce statut aux États-Unis : l'aspect cyclique de leurs exportations, la baisse progressive de leur part de marché au profit des nouveaux entrants, et leur importante capacité à répondre à une demande soudaine. Par conséquent, les États-Unis déterminent le prix sur le marché mondial. La productivité de l'industrie charbonnière américaine et ses variations influencent les prix sur le marché domestique américain, et par conséquent, les prix sur le marché mondial. Selon l'*Electric Power Research Institute* (EPRI, 2007), l'Australie est désignée comme pays déterminant les prix, essentiellement sur le marché Atlantique. Ellerman (1995) exprime également l'intuition selon laquelle la Chine et, loin derrière, la Russie peuvent éventuellement jouer ce rôle sur le marché international. En résumé, selon Ellerman (1995), la convergence des différents prix de référence, le rôle de l'Afrique du Sud comme pays lien, ainsi que la compétitivité croissante entre les pays exportateurs dans des situations de faibles coûts du transport mènent à la formation d'un marché économique mondial unique sur lequel le comportement « super-compétitif » des pays producteurs et exportateurs, ainsi que la simplicité d'y entrer, balayent tout soupçon de cartel et de concentration de pouvoir.

Toutefois, il existe un point très important dans l'analyse d'Ellerman (1995) qu'il est primordial de soulever. Ellerman (1995) se positionne par rapport à la classification même des différents types de charbon et, par définition, sur l'aspect « produit » du marché. Il ne différencie pas les différentes gammes de charbon. Selon lui, les diverses qualités sont considérées comme substituables. Le marché mondial du charbon est celui du charbon thermique ou de l'énergie, dans lequel le charbon cokéfiable n'est qu'une catégorie de la commodité de base – à savoir le charbon. D'autres auteurs, tels que Campbell et Hwang (1978) et Ekawan, Duchêne et Goetz (2006) supposent également l'homogénéité du charbon, ne faisant pas de distinction qualitative ou basée sur l'utilité finale.

2) Warell (2003, 2005, 2006)

A notre connaissance, les travaux de Warell (2003, 2005, 2006) font partie des rares supports empiriques et économétriques traitant du marché maritime international du charbon thermique. Warell (2005) définit séparément le marché géographique et

économique du charbon cokéfiabie et du charbon thermique. Ses travaux soutiennent l'existence d'une forte concurrence dans le commerce du charbon thermique. Warell (2005) présente deux hypothèses permettant d'appuyer l'existence d'un marché mondial unique du charbon thermique. La première concerne le rôle de l'Australie comme pays lien entre les deux marchés géographiques dominants. Ce rôle est principalement expliqué par l'excédent d'offre des producteurs du pays. Par conséquent, Warell (2005) considère l'Australie comme exportateur résiduel et marginal. La seconde hypothèse fait référence au rôle des États-Unis en tant que *swing supplier*. Warell (2005) observe que les États-Unis entrent sur le marché quand les prix sont suffisamment attractifs. Cette possibilité d'entrer ou de sortir du marché selon la situation actuelle de ce dernier renforce l'hypothèse selon laquelle les États-Unis seraient le *swing supplier*.

Warell (2005) utilise une approche empirique et une approche économétrique afin de définir le marché pertinent du charbon thermique. La première est l'approche quantitative utilisant les tests LIFO (*Little In From Outside*) et LOFI (*Little Out From Inside*) d'Elzinga et Hogarty (1973, 1978). Warell (2005) effectue ces tests en choisissant des régions comme point de départ, sur des années non successives entre 1978 et 2000. Les résultats de cette approche montrent que le marché du charbon thermique se définit à une échelle plutôt régionale. D'un côté, il y a le marché européen avec l'Afrique du Sud et, par la suite, l'Amérique du Nord et la Colombie comme exportateurs principaux. En 2000, la région asiatique doit être incluse dans la région Atlantique afin que le marché soit géographiquement défini. D'un autre côté, avant 1995, se forme un second marché Asie-Pacifique avec le Japon et l'Australie comme acteur principal. Depuis 1995, s'y ajoutent la Chine et la Corée du Sud.

La deuxième approche est une application économétrique via des tests de cointégration sur les prix trimestriels moyens CIF des deux importateurs dominants – l'Europe et le Japon - entre 1980 et 2000. Les résultats de tests de cointégration montrent que les prix de référence du Japon sont sensibles aux variations antérieures des prix de référence sur le marché européen. Les résultats concernant l'équilibre sur le long terme démontrent l'existence de cointégration et, par conséquent, soutiennent le fait que le marché européen et le marché asiatique sont intégrés dans un seul marché mondial, tenant compte de l'existence de cointégration. Ce résultat est retenu par la suite par d'autres auteurs, tels que Martin-Amouroux (2008) et Trüby et Paulus (2012). Ainsi, Warell (2005, 2006)

conclut sur l'existence d'un seul marché mondial pour le commerce maritime du charbon thermique. Selon elle, l'augmentation soutenue des échanges maritimes mène à l'intégration totale du marché au fil du temps.

3) Ekawan, Duchêne et Goetz (2006)

Ces auteurs décrivent l'évolution des pratiques commerciales de la houille (charbon cokéfiabie et charbon thermique ; *hard coal* en anglais) séparément sur le marché Atlantique et le marché Pacifique. Ils décrivent les différents systèmes de fixation des prix et de contractualisation des accords commerciaux, ainsi que les différents acteurs concernés sur chaque zone. Par conséquent, à l'instar d'Ellerman (1995), ils considèrent chacun des deux bassins géographiquement distincts comme un marché économique pertinent dans le cadre d'échanges maritimes du charbon thermique.

4) Martin-Amouroux (2003, 2008)

Dans ses travaux, Martin-Amouroux (2003) aborde et décrit différemment le commerce mondial du charbon. Premièrement, il distingue le charbon à coke du charbon thermique. Selon lui, leurs différentes spécificités sont à prendre en compte. La houille cokéfiabie est destinée à la sidérurgie, alors que les « *autres charbons* » (Martin-Amouroux, 2008) sont utilisés pour des usages thermiques et, essentiellement, pour la production d'électricité. Ensuite, concernant le charbon thermique, il ne considère pas un marché mondial, mais bien deux marchés Atlantique et Pacifique. Les coûts élevés du transport sont, en partie, à l'origine de cette division. Cette segmentation est d'autant plus importante à prendre en compte dans le cadre de l'évaluation des risques de concentration de pouvoir sur le marché. Martin-Amouroux (2008) précise que toutes tentatives de fusion ou d'acquisition sur le marché du charbon thermique sont susceptibles de représenter un risque quant à une éventuelle concentration de pouvoir, car géographiquement et économiquement segmenté.

Cependant, Martin-Amouroux (2008) constate que les marchés du charbon thermique paraissent de plus en plus concurrentiels. Il expose différents faits soutenant ce constat : une plus grande homogénéité des charbons thermiques par rapport aux charbons cokéfiabes ; la libéralisation des importations, due essentiellement à la libéralisation du secteur de l'électricité ; l'imposition des accords *spot*, marginalisant les contrats de long

terme et les prix *benchmarks* ; le nombre plus important de fournisseurs et d'exportateurs ; ainsi que l'abandon progressif des mines souterraines au profit des mines à ciel ouvert, tirant les coûts de production à la baisse.

5) Li, Joyeux et Ripple (2010)

Ces auteurs analysent le degré d'intégration du marché maritime du charbon thermique en appliquant des tests de convergence et de cointégration sur les prix FOB des exportateurs principaux (Australie, Chine, Colombie, Indonésie, Pologne et Afrique du Sud) entre 1995 et 2007. Leurs travaux revisitent les concepts d'intégration du marché et de convergence des prix. En utilisant les tests de convergence de Phillips-Sul (2007), ils montrent que les prix du charbon de différentes provenances sont cointégrés sur la période d'observation. Selon les auteurs, il existe deux explications possibles à ce résultat : soit il n'existe aucun exportateur dominant, soit aucun des exportateurs n'est resté dominant sur le long terme. Dans ce contexte, le potentiel d'un exportateur à gagner des parts de marchés peut dépendre des changements de compétitivité dans le transport maritime et de la place du transport sur la chaîne charbonnière. Dans l'ensemble, ils concluent que le marché des exportations du charbon thermique est de plus en plus intégré et compétitif au fil du temps.

Nous regroupons les conclusions et les éléments principaux de cette littérature dans le Tableau 2.1. Nous constatons que l'hypothèse selon laquelle les coûts du transport maritime et les taux du fret sont susceptibles de modifier le schéma du marché est bel et bien présente dans cette littérature. Des études fournissent la preuve selon laquelle les coûts du transport exercent un impact crucial sur la configuration du schéma commercial (Geraci et Prewo, 1977 ; Prewo, 1978, Langhammer, 1987). Dans le cadre d'échanges internationaux, ces coûts et la localisation des pays sont les premiers facteurs susceptibles de limiter les échanges sur une zone ou un marché en particulier (Massey, 2000). Notre objectif est de déterminer si, dans le cadre des échanges maritimes du charbon thermique, ces coûts du transport et du fret maritime constituent une barrière économique robuste ou seulement un facteur de division géographique du marché.

Tableau 2.1 – Résultats principaux de la littérature

Auteurs	Nature de l'approche	Marché Géographique	Marché Économique	Pays lien
<i>International Energy Agency</i> (IEA, 1978)	Descriptive	-	-	États-Unis
Ellerman (1995)	Descriptive	Un seul marché (Trajectoire similaire des prix)	Un seul marché <i>Swing Supplier</i> : États-Unis (éventuellement Chine et Russie)	Afrique du Sud
<i>World Coal Institute</i> (WCI, 2005)	Descriptive	-	-	Afrique du Sud
Warell (2002, 2005, 2006)	Tests LIFO-LOFI et de Cointégration	Bassins Atlantique et Pacifique	Un seul marché <i>Swing Supplier</i> : États-Unis	Australie
Ekawan, Duchêne, Goetz (2006)	Descriptive	Marchés Atlantique et Pacifique	Deux marchés distincts (Pratiques de fixation des prix et nature des contrats)	-
<i>Electric Power Research Institute</i> (EPRI, 2007)	Descriptive	-	Deux marchés Atlantique et Pacifique	-
Martin-Amouroux (2003, 2008)	Descriptive	Marchés Atlantique et Pacifique (Impact du taux du fret)	Évolution vers un seul marché	-
Li, Joyeux, Ripple (2010)	Tests de Cointégration	Deux bassins géographiques intégrés	Un seul marché pertinent	-

Section 2. Configuration du marché - Méthodologie

Dans cette section, nous présentons notre méthodologie nous permettant de délimiter et de définir le marché pertinent du charbon thermique, et de déterminer si les coûts du transport maritime et du fret expliquent la configuration du marché international (en termes de quantités et de direction des échanges). En d'autres termes, nous déterminons si ces coûts représentent une barrière à l'entrée économique ou seulement un facteur de division purement géographique du marché maritime du charbon thermique.

Rappelons que depuis les années 2000, les coûts du transport maritime et du fret sont de plus en plus instables (Études annuelles de la CNUCED). De 2000 à 2010, ces coûts sont à la baisse sur les années 2001, 2005 et 2008, et à la hausse sur les autres années (avec des pics importants aux quatrièmes semestres de 2004, 2007 et 2008). Il nous semble donc pertinent de déterminer si le nombre d'acteurs, le volume et la distance des échanges diminuent quand les coûts du fret et du transport maritime augmentent (et inversement). Si c'est le cas, nous pouvons déduire que ces coûts représentent une barrière à l'entrée solide sur le marché international du charbon thermique.

2.1. Tests d'Elzinga et Hogarty

Les tests LIFO-LOFI présentés par Elzinga-Hogarty (1973, 1978, 1981) sont les plus populaires pour définir le marché pertinent sous deux angles (Hildebrand, 2009). Le test LIFO détermine la zone dans laquelle la majorité des achats des consommateurs à l'intérieur d'une zone proviennent des producteurs de cette même zone. Quant au test LOFI, il permet de déterminer la zone dans laquelle la majorité des ventes des firmes de la zone est orientée vers le marché domestique et les acheteurs de la zone même. En d'autres termes, ces tests définissent le marché pertinent vers lequel il existe peu d'importations et depuis lequel il y a peu d'exportations. Ils nous permettent ainsi de déterminer le marché unique du charbon thermique (Stigler et Sherwin, 1985). Outre les travaux de Linda Warell (2005, 2006) mentionnés précédemment, les tests d'Elzinga-Hogarty sont utilisés dans de nombreux travaux et appliqués à divers secteurs afin de définir le marché pertinent (Solomon et Pyrdol, 1986 ; Crane et Welch, 1991 ; Frech III, Langenfeld et McCluer, 2004 ; Palangkaraya et Yong, 2009).

Aujourd'hui, ces tests sont des outils à disposition de nombreuses cours américaines, leur permettant de prendre des décisions dans des affaires relevant de la concentration de pouvoir ou de parts de marché. Ces tests sont considérés comme une mesure conventionnelle de définition du marché. Ils sont une première étape à franchir, afin de pouvoir évaluer l'impact des diverses barrières à l'entrée, ainsi que de calculer les indices économiques mesurant une éventuelle concentration de pouvoir.

2.2. Tests LIFO-LOFI

Initialement construits par Elzinga et Hogarty (1973, 1978), ces tests font aujourd'hui partie intégrante du *Merger Guidelines*. Ces tests sont présentés de la façon suivante :

L'indice LIFO représente les conditions de marché du côté des acheteurs.

$$\text{LIFO} = \frac{\text{Ventes des firmes d'une zone donnée aux consommateurs de la même zone}}{\text{Somme des achats des consommateurs dans la zone donnée}} \quad (1)$$

Quant à l'indice LOFI, il représente les conditions de marché du côté des vendeurs.

$$\text{LOFI} = \frac{\text{Ventes des firmes d'une zone donnée aux consommateurs de la même zone}}{\text{Somme des ventes des firmes sur la zone donnée}} \quad (2)$$

Nous redéfinissons ces tests en les assimilant au marché maritime du charbon thermique (Warell, 2005). L'indice LIFO représente la demande ; par conséquent les importations (Équation 3). Grâce au test LIFO, nous identifions la zone géographique dans laquelle la majorité de la consommation est essentiellement satisfaite par la production de cette même zone. En d'autres termes, le test LIFO définit la zone dont la demande est essentiellement satisfaite par sa propre production domestique. Ce qui implique une forte indépendance de la zone vis-à-vis des exportateurs. Quant au test LOFI, il concerne l'offre du marché ; par conséquent les exportations (Équation 4). Cet indice permet de délimiter et de définir la plus petite zone géographique qui inclut la majorité des échanges réalisés. Par conséquent, l'essentiel de la production doit faire l'objet d'échanges à l'intérieur de cette zone définie. En d'autres termes, la majorité de la production ne doit pas être exportée hors de la zone.

$$\text{LIFO} = \frac{\text{La part de la production consommée dans la zone donnée}}{\text{La consommation totale de la zone donnée}} \quad (3)$$

$$\text{LOFI} = \frac{\text{La part de la production consommée dans la zone donnée}}{\text{La part de la production consommée dans la zone et la part de la production exportée hors de la zone donnée}} \quad (4)$$

2.3. Tests LIFO-LOFI revisités – Variation de stocks

Contrairement aux travaux de Warell (2005), nous introduisons, au préalable, la variable concernant la variation de stocks (ΔStocks) dans les tests LIFO-LOFI. Selon la définition de l'IEA (*Coal Information 2011*), la variation de stocks représente la différence entre le volume de stocks d'ouverture au premier jour de l'année et le volume de stocks de fermeture au dernier jour sur une année fiscale sur le territoire national. Ce volume peut être créé par tous les acteurs; des producteurs et exportateurs, jusqu'aux importateurs et industries du secteur de l'énergie, ainsi que les consommateurs. Il existe deux raisons principales selon lesquelles nous estimons important d'introduire cette variable dans notre analyse :

- 1) Les variations de stocks sont un principe de base permettant d'ajuster les écarts entre l'offre et la demande (Mimuroto, 2000 ; US EIA, 2014d). Le volume des stocks peut ainsi être interprété comme le degré de tension entre l'offre et la demande. Cette variable est fortement corrélée aux prix du marché ; un volume important de stocks assouplit les conditions générales sur le marché et peut creuser l'écart entre les prix *spot* et les prix de *benchmarks* (prix de référence). Inversement, l'épuisement des stocks diminue cet écart en tirant les prix *spot* vers le haut.
- 2) Cette variable nous permet d'avoir une approche dynamique. Elle représente la capacité à créer ou la nécessité à épuiser des stocks de charbon thermique d'un pays sur une année donnée. Ainsi, le fait de rapporter cette création ou cet épuisement de stocks de l'année t à la capacité d'offre du pays sur l'année suivante $t + 1$ nous permet de prendre en compte l'effet des conditions passées du marché sur le temps présent. Par conséquent, à l'inverse des travaux mentionnés auparavant utilisant les tests LIFO-LOFI (Solomon et Pyrdol, 1986 ; Crane et Welch, 1991 ; Frech III, Langefeld et McCluer, 2004 ; Warell, 2005, 2006 ; Palangkaraya et Yong, 2009), l'introduction d'une variable concernant la variation

de stocks nous conduit à appliquer nos tests revisités LIFO-LOFI sur des années consécutives.

Afin de déterminer la variable concernant la variation de stocks, nous faisons l'hypothèse que l'intégralité de l'offre de charbon thermique d'un pays sur le marché national est consommée dans ses centrales thermiques afin de produire de l'électricité. Par conséquent, il n'existe aucune perte. Cette hypothèse est des plus réalistes ; sur le marché domestique, les unités sont très souvent situées à proximité des sites d'exploitation et d'approvisionnement. Le charbon thermique est donc directement utilisé sans aucune perte. Concernant le volume transporté à distance, le charbon est une commodité lourde et facile à transporter. Selon l'IEA (*Coal Information 2011*), la perte du charbon thermique dans la production de l'électricité est quasi nulle. L'offre totale de charbon thermique d'un pays sur l'année courante se calcule comme suit :

$$(\text{Offre totale})_t = (\text{Production} + \text{Importations})_t - (\text{Exportations} \pm \Delta\text{Stocks})_t \quad (5)$$

Dès lors, cette hypothèse nous permet de remplacer l'offre totale par la consommation totale afin de calculer la variation de stocks sur l'année t de la façon suivante :

$$(\Delta\text{Stocks})_t = (\text{Production} + \text{Importations})_t - (\text{Consommation} + \text{Exportations})_t \quad (6)$$

Selon l'équation (6), une variation positive représente une création de stocks ; une valeur négative, un épuisement. Après avoir déterminé la variable concernant la variation de stocks, nous pouvons définir et calculer les différents éléments nécessaires pour construire les deux tests selon les équations (3) et (4) pour l'année courante t comme suit :

$$\begin{aligned} \text{La part de la production consommée dans la zone donnée sur l'année } t = & \quad (7) \\ (\text{Production} - \text{Exportations})_t + (\text{Variation de stocks})_{t-1} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{La part de la production consommée dans la zone} + \text{celle exportée hors la zone} = & \quad (8) \\ (\text{Production})_t + (\text{Variation de stocks})_{t-1} \end{aligned}$$

Nous présentons ainsi notre version revisitée des tests LIFO et LOFI comme suit :

$$\text{LIFO} = \frac{(\text{Production} - \text{Exportations})_t + (\text{Variation de stocks})_{t-1}}{(\text{Consommation})_t} \quad (9)$$

$$\text{LOFI} = \frac{(\text{Production} - \text{Exportations})_t + (\text{Variation de stocks})_{t-1}}{(\text{Production})_t + (\text{Variation de stocks})_{t-1}} \quad (10)$$

Dès lors, l'application de ces tests avec variation de stocks nous permet d'une part, de définir le marché pertinent du charbon thermique et sa configuration (direction des flux et nature des acteurs), et d'autre part, de déterminer le degré selon lequel les taux du fret et les coûts du transport maritime représentent une barrière à l'entrée et à l'activité des différents pays sur le marché pertinent défini en amont.

2.4.Procédure et base de données

Nous appliquons les deux tests sur le commerce maritime du charbon thermique sur onze années successives (de 2000 à 2010). Nous l'évoquons dans le premier chapitre : avant les années 2000, la partie de la production sujette aux échanges maritimes mondiaux est très faible (près de 6 % en moyenne entre les années 1980 et 2000). Les marchés restent très concentrés et se développent essentiellement à l'échelle nationale, voir régionale. Il existe peu d'acteurs sur le marché maritime international. Le secteur commence à peine à se développer et les prix FOB à l'exportation et CIF à l'importation sont particulièrement faibles et stables. Depuis 2000, le commerce international du charbon thermique prend une dimension de plus en plus importante. Les coûts du fret et du transport maritime sont volatiles. Les prix CIF à l'importation – longtemps stables – deviennent aussi instables. Cependant, nombreux sont les nouveaux entrants sur le marché – ce qui accentue considérablement la concurrence. Deux événements fondamentaux bouleversent également le marché international durant cette décennie : une surexploitation sans précédent du gaz de schiste aux États-Unis qui prend une ampleur significative dès 2005 et le changement de statut de la Chine passant d'exportatrice nette à importatrice nette de charbon thermique en 2007.

Comme point de départ, nous choisissons d'appliquer nos tests sur les principaux exportateurs et importateurs. Par conséquent, nous retenons le Japon, la Corée du Sud, le Royaume-Uni et l'Allemagne du côté de la demande (les importations), et l'Australie, l'Afrique du Sud, la Russie et l'Indonésie pour le côté de l'offre (les exportations). Le choix

des points de départ reste arbitraire. Cependant, notre choix nous permet de couvrir des zones géographiques dispersées et localisées sur les deux bassins traditionnels Atlantique et Pacifique. Ce procédé nous permet de déterminer l'étendue du marché maritime et l'interaction entre les pays géographiquement éloignés. Aussi, contrairement à Warell (2005), nous ne commençons pas nos tests sur la base de « région », mais bien de « pays ». Ce choix nous permet de tenir compte de la critique de Werden (1981) à l'encontre de la méthode d'Elzinga et Hogarty (1973, 1978). En effet, Werden (1981) souligne que l'application des tests LIFO et LOFI avec des régions comme point de départ peut aboutir à une définition trop vaste du marché pertinent par rapport à la réalité. Par conséquent, choisir des régions peut, dès le départ, nous mener à négliger un marché pertinent qui existe déjà dans la zone définie. Malgré cette lacune, ces tests sont des outils efficaces pour définir le marché pertinent et comprendre le schéma des flux du charbon thermique compte tenu des variations des coûts du transport maritime et du fret (Shrieves, 1978 ; Werden, 1981). Leurs résultats sont solides et restent faciles à interpréter. L'idéal est d'appliquer ces tests en commençant par les firmes et les compagnies charbonnières présentes sur le marché international. Cependant, le manque considérable de données quantitatives concernant la provenance et la destination précise des flux commerciaux du charbon thermique entre les principales firmes ne nous permet pas de procéder aux tests en considérant ces dernières comme point de départ. Nos données concernant les différents flux réels (production, consommation, exportations et importations), et l'information concernant l'origine et la destination précise de chaque échange sont collectées à partir des rapports annuels *Coal Information* publiés par l'IEA.

Le seuil de confiance retenu pour chaque test est 90 %. A ce seuil, le résultat des tests est robuste et le marché défini représente le marché pertinent. Récemment, les instances de justice américaines appliquent de façon stricte le seuil de confiance de 0,9 et le considèrent comme « puissant »⁴⁴. L'interprétation des résultats des tests se fait de la façon suivante : un indice LIFO répondant au seuil de confiance représente un marché dont 90 % de sa consommation provient de sa propre production (moins de 10 % de la demande domestique est satisfaite par les importations). De la même façon, un indice LOFI atteignant le seuil de confiance détermine la zone représentant un marché pertinent sur lequel 90 % des échanges se

⁴⁴ « *The Court finds a service area based on the 90 percentage level of significance ... to be more appropriate [...]. Courts have generally acknowledged the 90 percentage level of significance.* » (Frech III, Langenfeld et McCluer, 2004)

font à l'intérieur de cette même zone (maximum 10 % de la production peut être exportée hors du marché pertinent).

Une fois le seuil de confiance déterminé et les données nécessaires collectées, nous pouvons procéder au calcul des tests pour chacun des pays choisis comme point de départ. La première étape est de déterminer si 90 % de la consommation nationale du pays est satisfaite par la production domestique (LIFO). Si c'est le cas, les conditions du côté de la demande sont remplies. L'étape suivante est de calculer l'indice LOFI. Celui-ci évalue si 90 % des échanges se font à l'intérieur du pays même. Si c'est le cas, les conditions du côté de l'offre sont également remplies. Le pays en question représente un marché économique pertinent, si et seulement si les conditions de l'offre et de la demande atteignent simultanément le seuil de confiance.

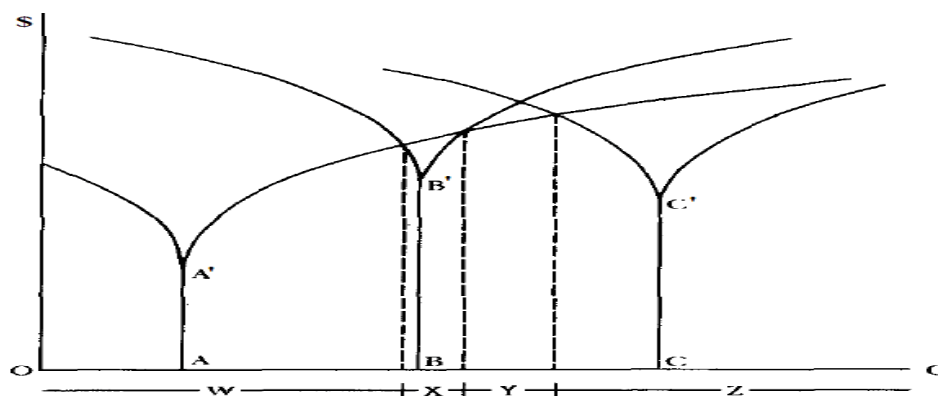
A l'inverse, si les tests LIFO et LOFI n'atteignent pas de façon simultanée le seuil de confiance, d'autres pays doivent être intégrés afin de déterminer la zone géographique qui représente le marché pertinent. Pour le test LIFO, les pays à ajouter sont ceux d'où proviennent la majorité des importations. Pour le test LOFI, nous ajoutons les pays vers lesquels une grande partie des exportations est expédiée. En d'autres termes, pour corriger l'indice LIFO d'un importateur, nous ajoutons les pays qui exportent vers ce dernier par ordre décroissant du volume des exportations. De la même façon, afin de corriger l'indice LOFI d'un exportateur, il faut prendre en compte les pays qui importent depuis ce dernier par ordre décroissant du volume des importations. Cette procédure doit continuer jusqu'à ce que les deux tests atteignent les 90 %. Dans ce cas, la zone géographique incluant l'ensemble des pays en question représente un marché pertinent. Le procédé d'ajout des pays dans la zone se fait ainsi sur la base de critère quantitatif (la grandeur des volumes échangés), et non pas de critère de proximité. En procédant ainsi, nous supposons le fait qu'un marché pertinent puisse être constitué de pays et de zones géographiquement non contiguës. Cette démarche est justifiée étant donné qu'elle nous permet de percevoir l'impact éventuel des coûts du transport maritime et du fret sur le schéma commercial entre les différents exportateurs et importateurs, ainsi que sur la configuration du marché maritime international.

En théorie, dans une situation de coûts du transport symétriques, un marché pertinent peut en effet évoluer comme de la lave (Crane et Welch, 1991). Cependant, selon la structure des coûts de production et celle des coûts du transport, il existe des situations pour lesquelles le

marché se définit sur des zones géographiques non contiguës. Supposons trois pays exportateurs A, B et C (Figures 2.3, 2.4 et 2.5). Leur coût de production est mesuré par les segments AA', BB' et CC' tel que $BB' > CC' > AA'$. L'extension de chacun de ces segments représente les coûts du transport maritime. Selon la structure des coûts de production et des coûts du transport, le marché pertinent se définit différemment.

Cas 1. Les coûts du transport sont non linéaires, mais identiques pour les trois exportateurs (Figure 2.3). Dans le cas de produit homogène, chaque segment est desservi par l'exportateur avec les coûts totaux les plus faibles (coûts de production + coûts du transport maritime). Ainsi, dans ce cas de figure, le marché de B et de C comprend les zones de proximité (voisines) : la zone X pour B et la zone Z pour C. Par contre, le marché de A comprend des zones non contiguës ; à savoir W et Y.

Figure 2.3 - Coûts du transport maritime non linéaires et symétriques

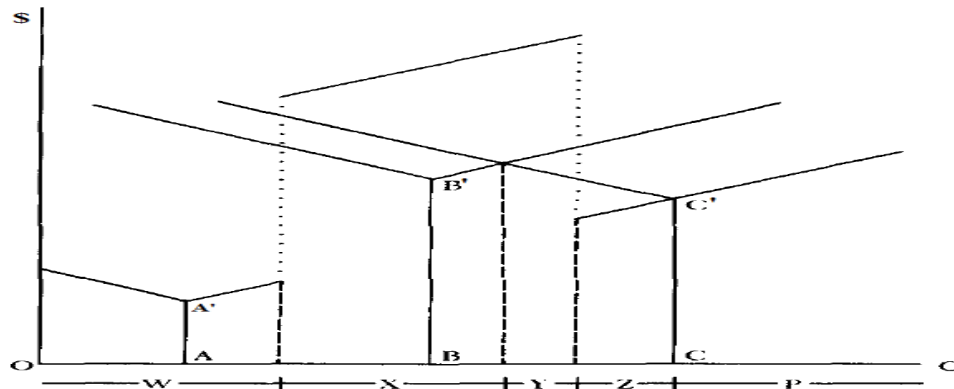


Source : Crane et Welch, 1991

Cas 2. Les coûts du transport sont supposés linéaires et symétriques pour les trois exportateurs (Figure 2.4). Nous supposons également que le pays B impose un coût additionnel sur les produits en provenance que du pays A, et non du pays C. L'imposition de ce coût peut, s'apparenter, par exemple, à l'existence d'une communauté économique ou à l'acquisition de droits d'importation/d'exportation. Par conséquent, dans ce cas de figure, seul le marché du pays B comprend des régions voisines représentées par l'aire X. Le marché du pays C comprend la zone voisine P, mais aussi la zone Y. Quant au pays A, son marché se définit en prenant en compte les aires W et Z. Cependant, le pays A est également en concurrence avec l'exportateur C sur la zone P. Sur cette zone, leurs coûts totaux (coûts de production et coûts du transport) sont égaux. Grâce à son avantage

comparatif sur les coûts de production, le pays A peut exporter sur la zone P à un coût égal aux coûts de production de C. En d'autres termes, l'avantage qu'a le producteur A sur ces coûts de production neutralise l'effet de ses coûts de transport, lui permettant d'être compétitif sur une zone géographique non contigüe.

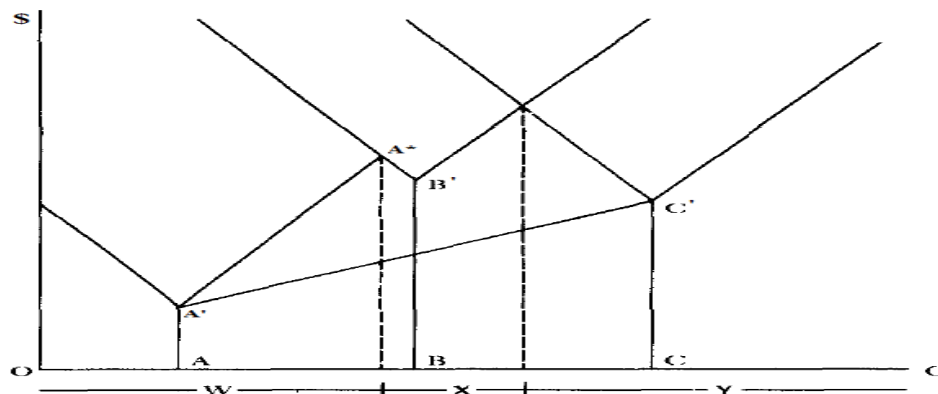
Figure 2.4 - Coûts du transport maritime linéaires et symétriques



Source : Crane et Welch, 1991

Cas 3. Cette fois, les coûts du transport sont supposés linéaires, mais asymétriques entre les trois pays (Figure 2.5). L'asymétrie des coûts du transport concerne l'exportateur A et peut, par exemple, représenter des pouvoirs de négociation différents concernant les termes d'échanges entre A-B et A-C, ou un accès différent aux capacités maritimes entre A-B et A-C. Ainsi, le coût d'échange entre A et C est représenté par le segment A'C', et le coût d'échange entre A et B par le segment A'A*. Par conséquent, le marché de A se définit avec les deux zones W et Y

Figure 2.5 – Coûts du transport linéaires et non symétriques



Source : Crane et Welch, 1991

Section 3. Configuration du marché - Résultats empiriques

Les premiers résultats des tests LIFO-LOFI de chacun des importateurs (Tableau 2.2) et exportateurs (Tableau 2.3) choisis comme point de départ sont présentés ci-dessous. Nous constatons clairement que, sur les onze années d'observation, aucun de ces pays ne constitue à lui seul un marché pertinent. Les tests LIFO et LOFI n'atteignent pas simultanément le seuil de confiance de 90 %.

Tableau 2.2 - Tests LIFO-LOFI des importateurs

Source : Calcul de l'auteur

Concernant les pays importateurs, seuls les tests LOFI remplissent les conditions. Ce résultat est fort logique et intuitif. Depuis 2001, la production de charbon thermique au Japon est nulle. Quant aux trois autres importateurs, leur faible production ne leur permet pas de répondre à leur demande. Par conséquent, ces quatre pays sont fortement dépendants des importations. Les résultats de l'indice LIFO nous le confirment. Le Japon affiche deux valeurs négatives pour l'indice LIFO en 2002 et 2003. Comme mentionné auparavant, la production japonaise de charbon thermique est nulle depuis 2001. Par conséquent, ce pays devient entièrement dépendant des importations afin de répondre à sa demande. Ces deux années représentent ainsi des années d'ajustement du volume des importations par rapport à la consommation nationale. Dès lors, le Japon doit puiser dans ses stocks de charbon thermique en 2001 et 2002, créant ainsi une variation de stocks négative. L'impact de cet épuisement des stocks est reflété sur les deux années qui suivent, avec un indice LIFO négatif en 2002 et 2003.

Tableau 2.3 - Tests LIFO-LOFI des exportateurs

Source : Calcul de l'auteur

Concernant les quatre pays exportateurs, cette fois, c'est l'indice LOFI qui n'atteint pas le seuil de confiance de 90 %. Ce résultat intuitif souligne le fait que ces pays exportent une grande partie de leur production. Les résultats concernant la Russie sont intéressants. Sur les onze années étudiées, non seulement les conditions d'offre (LOFI), mais également les conditions de demande (LIFO) ne sont pas remplies. L'explication est des plus simples : dans le chapitre précédent, nous citons les dix principaux exportateurs et importateurs dans le cadre du commerce maritime mondial (Sous-section 5.3). La Russie est à la fois exportatrice et importatrice principale sur le marché international. L'étendue géographique de ce pays, la localisation de ses terminaux et ports d'import et d'export, ainsi que ses capacités logistiques rendent plus rentable le fait d'exporter d'une région et d'importer d'une autre région (Helfer, 2007). L'Australie, l'Afrique du Sud et l'Indonésie ont des tests LIFO supérieurs à 100 % sur certaines années. Ces résultats coïncident à des périodes de création de stocks. Durant ces années, une partie de la production nationale n'est ni consommée, ni exportée. Cette différenciation représente la capacité de ces pays exportateurs à stocker leur excédent d'offre.

A présent, nous devons corriger les tests n'atteignant pas le seuil de 0,9. Pour corriger les tests LIFO de chaque importateur, nous ajoutons les pays qui y exportent les plus grands volumes. Pour les tests LOFI des exportateurs, nous ajoutons les importateurs principaux en termes de volumes. Après chaque intégration, nous recalculons les tests. Cette procédure est répétée jusqu'à ce que les tests atteignent le seuil de 90 % pour chaque zone. Nous présentons nos résultats dans les Tableaux 2.4 et 2.5 et les interprétons par la suite (Sous-section 3.1 et 3.2).

Tableau 2.4 - Marché économique pertinent en région Asie et Pacifique

	Importateurs et leur marché		Exportateurs et leur marché	
	Japon	Corée du Sud	Australie	Indonésie
2000	Australie, Chine ⁽¹⁾ , Indonésie, Canada, Russie, États-Unis, Afrique du Sud, Vietnam	Chine	Japon, Corée du Sud, Taiwan, Israël, Pays-Bas, Inde, Royaume-Uni, Espagne, Chine	Japon, Taiwan, Corée du Sud, Inde, Chine
2001	Australie, Chine, Indonésie, Canada, Russie, États-Unis, Afrique du Sud, Vietnam	Chine	Japon, Corée du Sud, Taiwan, Israël, Pays-Bas, Inde, Royaume-Uni, Espagne, Chine	Japon, Taiwan, Corée du Sud, Inde, Chine
2002	Australie, Chine	Chine	Japon, Corée du Sud, Taiwan, Pays-Bas, Israël, Inde, Mexique, Royaume-Uni, Espagne, Irlande, Portugal, États-Unis	Taiwan, Japon, Corée du Sud, Chine, Inde
2003	Australie, Chine	Chine	Japon, Corée du Sud, Taiwan, Mexique, Pays-Bas, Inde, Espagne, Israël, Royaume-Uni, Portugal, Italie, Irlande, Chine	Taiwan, Chine
2004	Australie, Chine	Chine	Japon, Corée du Sud, Taiwan, Mexique, Royaume-Uni, Inde, Israël, Pays-Bas, Chine	Taiwan, Corée du Sud, Inde, Chine
2005	Australie, Indonésie, Chine	Australie, Chine	Japon, Corée du Sud, Taiwan, Mexique, Inde, Israël, Royaume-Uni, Pays-Bas, Irlande, France, Chine	Japon, Taiwan, Corée du Sud, Inde, Chine
2006	Australie, Indonésie, Chine	Indonésie, Australie, Chine	Japon, Corée du Sud, Taiwan, Mexique, Chine	Taiwan, Japon, Corée du Sud, Inde, Chine
2007	Australie, Indonésie, Chine	Indonésie, Chine	Japon, Taiwan, Corée du Sud, Mexique, Chine	Corée du Sud, Taiwan, Inde, Chine
2008	Australie, Indonésie, Chine	Indonésie, Australie, Chine	Japon, Taiwan, Corée du Sud, Chine	Japon, Taiwan, Corée du Sud, Chine
2009	Australie, Indonésie, Canada, Russie, Chine	Indonésie, Australie, Chine	Japon, Corée du Sud, Taiwan, Chine	Corée du Sud, Japon, Chine
2010	Australie, Indonésie, Russie, Chine	Indonésie, Australie, Russie, Chine	Japon, Corée du Sud, Taiwan, Chine	Corée du Sud, Japon, Chine

Tableau 2.5 - Marché économique pertinent en région Europe et Atlantique

	Importateurs et leur marché		Exportateurs et leur marché ⁽²⁾	
	Royaume-Uni	Allemagne	Russie	Afrique du Sud
2000	Colombie, Afrique du Sud, Australie, Pologne	Pologne, Afrique du Sud, Colombie, R. Tchèque, Russie, États-Unis, Venezuela, Australie, Indonésie, Vietnam, Chine, Royaume-Uni	Europe (12), Japon, Corée du Sud, Ukraine, Bulgarie, Chine	Europe (10), Inde, Taiwan, Corée du Sud, Maroc, Brésil, Japon, Chine
2001	Colombie, Afrique du Sud, Australie, Pologne	Pologne, Afrique du Sud, Colombie, R. Tchèque, Russie, États-Unis, Venezuela, Australie, Indonésie, Vietnam, Chine, Royaume-Uni	Europe (12), Japon, Corée du Sud, Ukraine, Bulgarie, Chine	Europe (10), Inde, Taiwan, Corée du Sud, Maroc, Brésil, Japon, Chine
2002	Afrique du Sud, Colombie, Russie, Pologne	Afrique du Sud, Pologne, Colombie, Russie, R. Tchèque, Australie, Indonésie, États-Unis	Europe (7), Japon, Corée du Sud, Ukraine, Chine	Europe (10), Israël, Inde, Maroc, Taiwan, Brésil, Japon, Chine
2003	Afrique du Sud, Russie, Colombie, Pologne	Afrique du Sud, Pologne, Colombie, Russie, Australie, R. Tchèque, Indonésie, États-Unis	Europe (7), Israël, Japon, Taiwan, Ukraine, Corée du Sud, Bulgarie, Chine	Europe (11), Israël, Inde, Maroc, Taiwan, Brésil, Japon, Chine
2004	Afrique du Sud, Russie, Colombie, Australie, Indonésie, Pologne, États-Unis, Chine	Afrique du Sud, Pologne, Russie, Colombie, Australie, États-Unis	Europe (8), Japon, Ukraine, Corée du Sud, Taiwan, Israël, Chine	Europe (10), Israël, Maroc, Taiwan, Inde, Brésil, États-Unis
2005	Russie, Afrique du Sud, Colombie, Indonésie, Australie, Pologne, États-Unis, Chine	Afrique du Sud, Pologne, Russie, Colombie, Australie, Canada, États-Unis	Europe (8), Japon, Corée du Sud, Ukraine, Bulgarie, Taiwan, Chine	Europe (10), Israël, Inde, Maroc, Brésil, Taiwan, Japon, Corée du Sud, États-Unis
2006	Russie, Afrique du Sud, Colombie, Indonésie, Pologne, États-Unis	Russie, Afrique du Sud, Pologne, Colombie, Australie, États-Unis	Europe (9), Japon, Ukraine, Corée du Sud, Taiwan, Bulgarie, Roumanie, Chine	Europe (11), Israël, Maroc, Inde, Brésil, Canada, Roumanie, Chili, Ukraine, Bulgarie
2007	Russie, Afrique du Sud, Colombie, Indonésie, États-Unis	Russie, Afrique du Sud, Colombie, Pologne, États-Unis	Europe (12), Japon, Corée du Sud, Ukraine, Bulgarie, Roumanie, Taiwan, Chine	Europe (10), Inde, Israël, Maroc, Brésil, États-Unis

2008	Russie, Colombie, Afrique du Sud, États-Unis	Russie, Afrique du Sud, Pologne, Colombie, États-Unis	Europe (12), Japon, Corée du Sud, Ukraine, Bulgarie, Roumanie, Israël, Taiwan, Brésil, Chine	Pays-Bas, Inde
2009	Russie, Colombie, États-Unis	Russie, Colombie, Afrique du Sud, Pologne, États-Unis	Royaume-Uni, Chine	Inde
2010	Russie, Colombie, États-Unis	Russie, Colombie, Pologne, États-Unis	Royaume-Uni, Pologne, Chine	Inde

(1) La Chine inclut la république populaire de Chine et Hong Kong.

(2) Pour la Russie et l'Afrique du Sud, nous regroupons les importateurs de l'OCDE-Europe dans «Europe». Pour chaque année, le chiffre entre parenthèse correspond au nombre de pays membre de l'OCDE-Europe à introduire afin de définir le marché. Dans l'ensemble, les principaux pays européens retenus sont : Royaume-Uni, Allemagne, Turquie, Pologne, Finland, Espagne, Danemark, France, Italie, Pays-Bas, Belgique, Grèce, Portugal et Suède.

Source : Résultats de l'auteur

3.1. Interprétation des résultats

Grâce au Tableau 2.4 et au Tableau 2.5, nous traçons le schéma du commerce maritime représentant le marché pertinent du charbon thermique sur les onze années d'observation. Par pur souci de compréhension, nous développons nos résultats à travers les traditionnelles régions géographiques ; à savoir Asie-Pacifique et Europe-Atlantique.

3.1.1. Région Asie et Pacifique

- 1) **Japon.** En 2000 et 2001, la demande en importations du Japon est satisfaite en grande partie par les exportateurs historiques du bassin Pacifique (Australie, Indonésie, Vietnam et Chine). Cependant, les exportations de plusieurs pays du bassin Atlantique (Canada, Russie, États-Unis et Afrique du Sud) doivent s'y ajouter afin de définir le marché japonais. Entre 2002 et 2008, le marché reste exclusivement régional. Il se définit avec les exportateurs historiques du bassin Asie-Pacifique ; à savoir l'Australie, l'Indonésie, mais également la Chine. Les exportations du Canada (2009) et de la Russie (2009 et 2010) complètent celles des fournisseurs historiques afin d'atteindre le seuil des 90 % et de définir le marché.
- 2) **Corée du Sud.** Sur les onze années d'observation, les importations de la Corée du Sud proviennent exclusivement des acteurs traditionnels du bassin Pacifique et asiatique. Les deux grands exportateurs, l'Australie et l'Indonésie, ainsi que la Chine desservent le marché coréen. En 2010, la Russie s'ajoute à ces exportateurs historiques pour que l'indice LIFO atteigne les 90 % de seuil de confiance et que le marché pertinent soit défini.
- 3) **Australie.** Dans le cas du marché des exportations de l'Australie, nous notons facilement que celui-ci se définit essentiellement en prenant en compte ses exportations vers les consommateurs de la région Asie-Pacifique à savoir le Japon, la Corée du Sud, Taiwan, l'Inde et la Chine. Cependant, jusqu'en 2006, le marché est défini de façon plus étendue. De 2000 à 2005, des importateurs de la région européenne (Pays-Bas, Royaume-Uni, Espagne, Irlande, Portugal, Italie et France principalement), mais également le Mexique, l'Israël et les États-Unis font partie du marché des exportations australiennes. En 2006 et 2007, seule la demande en importations du Mexique complète celle des importateurs

historiques de la région Pacifique, afin que l'indice LOFI de l'Australie atteigne les 90 % de seuil de confiance et que le marché soit défini. Sur les trois dernières années d'observation, le marché devient étroit et exclusivement défini par des importateurs historiques de la région à savoir le Japon, Taiwan, la Corée du Sud, ainsi que la Chine.

- 4) **Indonésie.** Ce pays est un exportateur qui répond exclusivement à la demande des pays de la région Asie-Pacifique. En 2005, l'Indonésie détrône l'Australie en devenant le plus grand exportateur de charbon thermique au monde. Le marché des exportations indonésiennes se définit donc en prenant en compte les importations de la Corée du Sud, du Japon, du Taiwan, de l'Inde, mais également de la Chine.

3.1.2. Région Europe et Atlantique

- 1) **Royaume-Uni.** Sur les deux premières années d'observation (2000 et 2001), les exportations de l'Australie complètent celles des exportateurs historiques du bassin Atlantique – la Colombie, l'Afrique du Sud et la Pologne – afin de définir le marché des importations du Royaume-Uni. En 2002 et 2003, c'est la Russie qui prend la place de l'Australie, permettant à l'indice LIFO d'atteindre les 90 %. En 2004 et 2005, non seulement les États-Unis, mais également des exportateurs de la région Pacifique tels l'Australie, l'Indonésie et la Chine entrent sur le marché afin de le délimiter. Depuis, le marché se définit de plus en plus étroitement. En 2006 et 2007, seule l'Indonésie garde sa compétitivité face aux exportateurs traditionnels du bassin Euro-Atlantique. Dès 2008, seuls les exportateurs historiques - la Russie, la Colombie, l'Afrique du Sud (2008 seulement) et les États-Unis - parviennent à définir le marché des importations anglaises.
- 2) **Allemagne.** Pour ce pays, nous avons un schéma approximativement similaire à celui du Royaume-Uni. Initialement, de nombreux exportateurs des différentes régions géographiques permettent la définition du marché des importations de l'Allemagne. Dès 2002, le nombre d'exportateurs à prendre en compte afin d'obtenir un indice LIFO robuste diminue. Outre les exportateurs historiques de la région, l'Australie (de 2000 à 2006), l'Indonésie (de 2000 à 2003), le Vietnam et la Chine (2000 et 2001) permettent de boucler la demande allemande en importations. Dès 2007, le marché se définit exclusivement avec les exportations des pays tels que la Russie, l'Afrique du Sud (exclu en 2010), la Colombie, la Pologne, mais également les États-Unis.

- 3) **Russie.** Nous constatons que la Russie se définit en grande partie en prenant en compte la demande européenne. Cependant, le marché des exportations russes ne se délimite pas qu'avec ces consommateurs historiques du bassin Atlantique. De 2000 à 2008, les exportations russes vers le Japon, la Corée du Sud, Taiwan (de 2003 à 2006) et la Chine complètent celles à destination des importateurs européens afin que le marché se définisse. En 2008, la demande du Brésil s'ajoute à celles des autres pays et complète le marché des exportations russes. Soudainement, en 2009, seule la demande de deux pays – le Royaume-Uni et la Chine – permet de délimiter le marché. En 2010, la Pologne entre sur le marché afin que l'indice LOFI atteigne les 90 % du seuil de confiance.
- 4) **Afrique du Sud.** Les résultats de l'Afrique du Sud sont similaires à ceux de la Russie. De 2000 à 2005, le marché des exportations de l'Afrique du Sud se définit de façon vaste. La demande en importations de pays répartis sur les différentes régions du globe est à prendre en compte pour délimiter le marché des exportations sud-africaines. Cette demande provient essentiellement des importateurs historiques sur le bassin Euro-Atlantique, mais également des principaux importateurs asiatiques tels l'Inde, Taiwan, le Japon et la Chine (sauf en 2004 pour les deux derniers). Dès 2006, du côté Asie-Pacifique, seule la demande de l'Inde est à prendre en compte dans la définition du marché sud-africain. En 2008, la demande de l'Inde et des Pays-Bas suffit à délimiter le marché. Sur les deux dernières années, l'Inde est le marché exclusif de l'Afrique du Sud.

3.2. Profil des exportateurs sur le marché

Il existe deux profils d'exportateurs et de fournisseurs sur le marché mondial (Trüby et Paulus, 2012). La première catégorie prend en compte les pays ayant une industrie charbonnière essentiellement orientée vers l'exportation. Ces exportateurs répondent à une grande partie de la demande mondiale de charbon thermique. Ils représentent la majorité des capacités d'offre sur le marché international. Leur industrie d'exportation est compétitive et bénéficie d'avantages comparatifs par rapport à leur industrie nationale, et cela grâce à la bonne qualité de leur charbon, à leurs coûts de production faibles, et à un accès économique aux capacités et infrastructures de transport.

La seconde catégorie de fournisseurs fait référence aux pays ayant une industrie charbonnière principalement orientée vers leur marché domestique (Kolstad et Abbey, 1984).

Cependant, ces pays possèdent plusieurs mines de charbon dédiées entièrement à l'exportation. L'importance du *swing supplier* porte essentiellement sur sa capacité à répondre à une demande supplémentaire, voir soudaine. Cette capacité nécessite une industrie nationale développée et installée, des réserves abondantes, d'importantes capacités de production (physiques et techniques) et, par conséquent, la capacité à créer d'importants stocks.

3.2.1. Pays liens

Le critère de proximité et de distance est souvent utilisé comme proxy aux coûts du transport (Tinbergen, 1962 ; Pöyhönen, 1963 ; Linnemann, 1966 ; Geraci et Prewo, 1976). Intuitivement, nous trouvons donc logique que les exportations et les importations soient dirigées vers des pays voisins (dits contigus). Et pourtant, le message implicite de nos résultats et leur interprétation est qu'un marché pertinent peut être constitué de pays et de zones non voisins et non contigus. De fait, la distance ou la proximité ne représentent pas un critère suffisamment significatif permettant d'expliquer le schéma commercial entre différents pays⁴⁵.

En regardant plus précisément les résultats des tests LIFO-LOFI de l'Australie, nous concluons que cet exportateur représente un pays lien (*link exporter*) entre les régions de l'Atlantique et du Pacifique entre 2000 et 2007. Malgré les fluctuations haussières ou baissières des taux du fret et des coûts du transport maritime, l'Australie exporte sur les deux bassins et permet l'interaction entre ces derniers et l'unification du marché. Il en est de même pour la Russie et l'Afrique du Sud. En effet, les résultats de leurs tests LIFO et LOFI nous montrent que ces deux exportateurs jouent le rôle de lien ; et cela même à des périodes de coûts du fret et du transport maritime élevés. Les exportations de la Russie (sur toutes les années d'observation) et de l'Afrique du Sud (excepté sur les deux dernières années observées) répondent à la demande d'importations des consommateurs sur les différentes régions du monde. C'est en prenant en compte les importations des deux bassins Atlantique et Pacifique que les tests LOFI de ces deux pays atteignent le seuil de confiance et que leur marché se définit. Ainsi, leur activité sur les deux bassins permet, comme pour l'Australie, l'interaction entre ces différentes zones géographiques et leur unification en un seul marché pertinent.

⁴⁵ Le critère de distance ou de proximité est représenté par le fait que les deux pays ont des frontières en commun ou qu'ils sont voisins (Geraci et Prewo, 1976).

3.2.2. Swing Suppliers

Comme mentionné précédemment, certains pays ont le profil de *swing supplier*. Ces derniers sont généralement des pays ayant des réserves prouvées abondantes et possédant de nombreuses mines effectives dont certaines sont entièrement consacrées à l'exportation (Trüby et Paulus, 2012). La capacité de production de ces pays et leur potentiel d'exportation suffisent à la fois à satisfaire le marché national (la demande domestique) et à alimenter le marché des exportations (le marché mondial). Ce potentiel représente un outil permettant aux pays en question de « jongler » (*swinguer*) entre consommation et exportation. Selon le niveau des prix du charbon thermique mondiaux, les *swing suppliers* peuvent décider d'entrer sur le marché de façon relativement facile grâce à leur forte capacité à moduler leur production et à leurs infrastructures de transport très développées (Martin, 2005). En général, ces exportateurs ne sont pas assez compétitifs pour répondre à la demande initiale sur le marché maritime. A cause de leurs coûts de production et d'offre très élevés, leur entrée est possible que quand les prix CIF à l'importation sont suffisamment élevés. Dans une situation de tension sur les prix du marché mondial (i.e. une hausse soudaine de la demande ou une chute de l'offre), leur entrée permet de rééquilibrer les prix, et de corriger les conditions du marché.

En d'autres termes, le *swing supplier* entre sur le marché mondial quand l'essentiel de la demande initiale des importateurs est satisfaite par les exportateurs historiques étant davantage compétitifs. Les coûts élevés de sa production et de son offre font que le *swing supplier* n'est pas compétitif pour répondre en premier à la demande. Face à une hausse des prix sur le marché mondial, les *swing suppliers* sont aptes à entrer sur le marché. En gérant l'attribution de leur potentiel d'exportation et, par conséquent, le volume de leurs stocks, les *swing suppliers* sont en mesure de répondre à la hausse de la demande mondiale. Leur intervention sur le marché mondial ne perturbe pas l'approvisionnement de leurs centrales thermiques nationales et ne leur impose pas des coûts supplémentaires excessifs et irrécupérables (Philippe, 1998). Leurs exportations satisfont l'excédent de la demande sur le marché mondial et permettent la baisse du niveau général des prix et le réajustement des conditions du marché.

Désormais, regardons de plus près le processus de correction des tests LIFO (côté demande) des pays importateurs (référence aux Tableaux 2.4 et 2.5). Nous pouvons constater

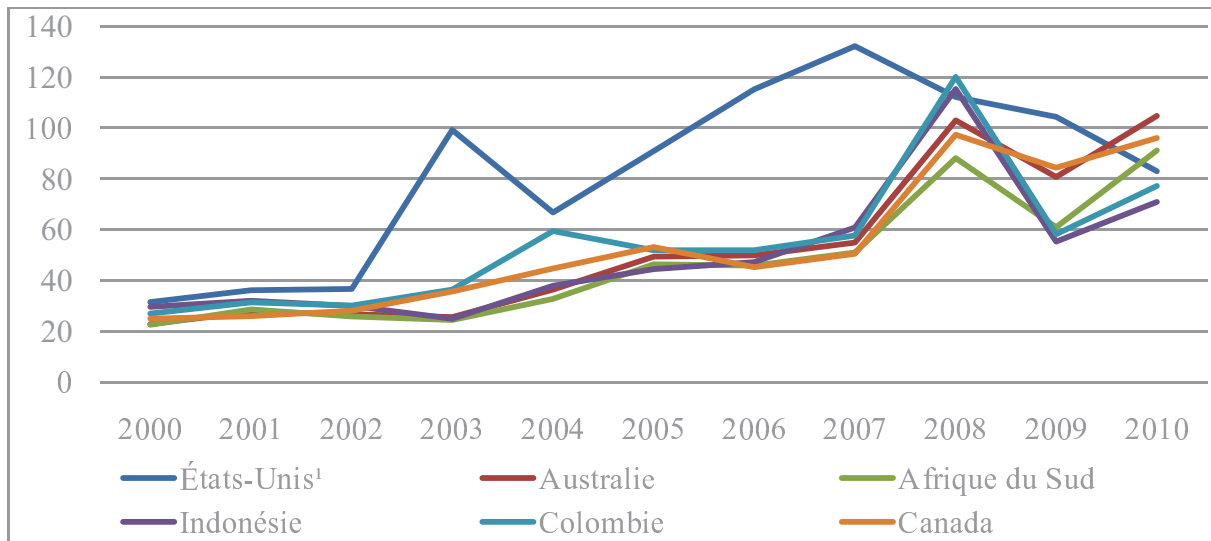
que ces tests atteignent le seuil de confiance avec l'intégration soit des États-Unis, soit de la Chine. En d'autres termes, inclure ces deux pays dans la zone géographique permet de « boucler » la demande en importations et de définir le marché pertinent. Autrement dit, les États-Unis et la Chine jouent le rôle de *swing supplier* sur le marché mondial du charbon thermique. Aussi, si nous regardons les résultats des tests LIFO et LOFI des États-Unis et de la Chine (Tableau 2.6), nous observons que ces deux pays sont les seuls pour lesquels les premiers tests calculés atteignent le seuil de confiance de 0,9 sur les onze années d'observation. Rappelons qu'un *swing supplier* est un pays dont d'une part, la majeure partie de la consommation nationale provient de la production domestique (LIFO) et, d'autre part, dont l'essentiel des échanges de la production domestique se fait à l'intérieur du territoire (LOFI). Par conséquent, nos résultats concernant ces deux pays confirment le fait que tous deux jouent le rôle de *swing supplier* sur le marché mondial du charbon thermique.

Tableau 2.6 - Tests LIFO-LOFI des États-Unis et de la Chine

Source : Calculs de l'auteur

Dans le cadre du marché mondial du charbon thermique, le profil industriel des États-Unis et de la Chine correspond entièrement à celui de *swing supplier* (en référence au Chapitre 1). Ces deux pays sont non seulement les plus grands producteurs, mais également les plus grands consommateurs de charbon thermique dans le monde. Une très grande partie de la consommation nationale de chacun est satisfaite par leur propre production domestique (résultat du test LIFO), faisant du charbon thermique une énergie sûre pour leur production d'électricité et les rendant faiblement dépendant du marché extérieur en termes d'approvisionnement. La Figure 2.6 montre l'évolution du prix FOB moyen à l'exportation des exportateurs principaux sur le marché mondial.

Figure 2.6 - Prix FOB moyens à l'exportation (US\$/t)



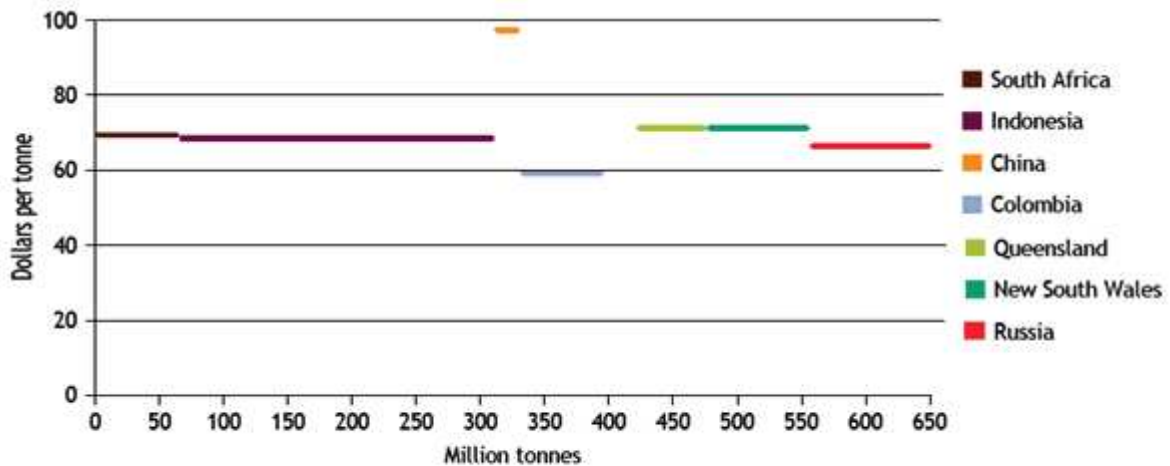
(1) Le prix moyen pour les États-Unis est le prix FAS (Free Alongside Ship). Le prix FAS se calcule en soustrayant les coûts de chargement au port de sortie du prix FOB. Le prix FAS est par définition inférieur au prix FOB. Par conséquent, l'argument selon lequel le prix FOB des États-Unis est le plus élevé tient toujours.
Source : A partir de l'IEA, rapports annuels Coal Information

N'ayant pas de données concernant les prix FOB ou même les coûts de production de la Chine, nous présentons la Figure 2.7 (avec modification) issue du rapport de l'IEA *World Energy Outlook 2010* pour avoir un comparatif des prix FOB moyens, notamment celui de la Chine. Ainsi, nous constatons que les États-Unis et la Chine ont les prix FOB moyens les plus élevés sur le marché mondial comparé aux autres exportateurs. La production de ces deux pays se heurte à des coûts élevés. L'exploitation des mines se fait majoritairement par méthode souterraine – méthode plus coûteuse que celle à ciel ouvert. D'autre part, compte tenu de l'étendue de leur territoire et de la localisation des mines effectives, les coûts de transport entre les mines d'exploitation et les ports d'embarquement sont plus importants. Par conséquent, à l'exportation, les charbons américains et chinois sont chers et peu compétitifs par rapport au charbon thermique d'autres provenances.

A cause de leurs coûts élevés, les États-Unis et la Chine entrent sur le marché mondial seulement lorsque les prix sont suffisamment élevés. La partie de leur production orientée vers l'exportation reste faible, n'atteignant en moyenne que 2,4 % et 3,3 % par an respectivement pour les États-Unis et la Chine durant les années d'observation (LOFI). Une demande soudaine sur le marché a tendance à tirer les prix vers le haut. Le statut de *swing supplier* permet à ces pays d'entrer sur le marché mondial afin de répondre à cet excédent de

demande. Leur intervention, sous forme d'exportations, corrige les écarts entre la demande et l'offre, apaise les tensions sur les prix du marché et les stabilise.

Figure 2.7 – Prix FOB moyens en 2009/2010 (US\$/t)



Note: Bars show FOB prices. Values adjusted to 6 000 kcal/kg.
Sources: IEA Clean Coal Centre, citing data from Marston and IHS Global Insight.

Source : IEA, *World Energy Outlook 2010* (modifiée)

3.2.2.1. Changement structurel des swing suppliers

Deux changements structurels majeurs concernant les *swing suppliers* bouleversent le fonctionnement du marché mondial du charbon thermique : la surexploitation et l'essor surprenant de la production du gaz de schiste aux États-Unis en 2005, et le changement de statut de la Chine devenant importatrice nette en 2007 (IEA, *Coal Information 2011*). Dans cette partie, nous présentons une brève synthèse de l'impact de ces deux changements sur le statut de *swing supplier* des États-Unis et de la Chine. Nous développons le cas des États-Unis de façon détaillée dans le Chapitre 3.

1) États-Unis

Historiquement, aux États-Unis, le charbon thermique est utilisé dans la production d'électricité de base ; le gaz naturel dans la production de pointe ou intermédiaire (US EIA, 2012a). Jusqu'en 2005 où la surexploitation et la surproduction du gaz de schiste sur le territoire américain entraînent la baisse des prix relatifs du gaz par rapport au charbon sur le marché national. Par conséquent, la consommation du gaz naturel dans la production d'électricité augmente – et cela même dans la production de base - au

détriment du charbon thermique (US EIA *Annual Energy Outlook – Early Release Overview*, 2014). Ce changement structurel influence non seulement le marché national, mais aussi le marché mondial du charbon thermique. La consommation du charbon vapeur dans les centrales thermiques étant à la baisse, la production domestique de charbon thermique peine à s'écouler sur le marché national et s'oriente de plus en plus vers le marché mondial (IEA, 2011b).

Rappelons que les premiers tests LIFO et LOFI des États-Unis atteignent les 90 % de seuil de confiance (référence au Tableau 2.6). Nous pouvons également constater que depuis 2006, les indices de LIFO de ce pays sont supérieurs à 100 %. Nous l'expliquons précédemment : un indice LIFO supérieur à 100 % représente une période de création de stocks. Remettons-nous dans le contexte des États-Unis : dès 2005, il existe une surexploitation du gaz de schiste ; les prix relatifs du gaz par rapport au charbon thermique diminuent ; la part du gaz naturel dans la production d'électricité augmente ; la consommation nationale du charbon thermique diminue ; l'excédent d'offre du charbon thermique permet, d'une part, la création de stocks (l'impact est sur l'année $t + 1$; donc 2006) et, d'autre part, l'augmentation des exportations.

Si les États-Unis persistent à diminuer leur consommation de charbon thermique dans leurs centrales en faveur du gaz naturel et à exporter une partie plus importante de leur production, la configuration du marché mondial risque de se modifier. En d'autres termes, la part de la production domestique consommée sur le marché national diminue, ou si la part de la production domestique exportée sur le marché mondial augmente, les États-Unis peuvent ne plus être *swing supplier* sur le marché mondial. Du côté de l'offre, et selon l'équation 10, le résultat du test LOFI diminue avec une augmentation importante et soutenue des exportations, et peut descendre au-dessous des 90 % de seuil de confiance. Si c'est le cas, les tests LIFO et LOFI des États-Unis n'atteignent plus simultanément le seuil de confiance. En d'autres termes, les États-Unis ne jouent plus le rôle de *swing supplier* sur le marché mondial.

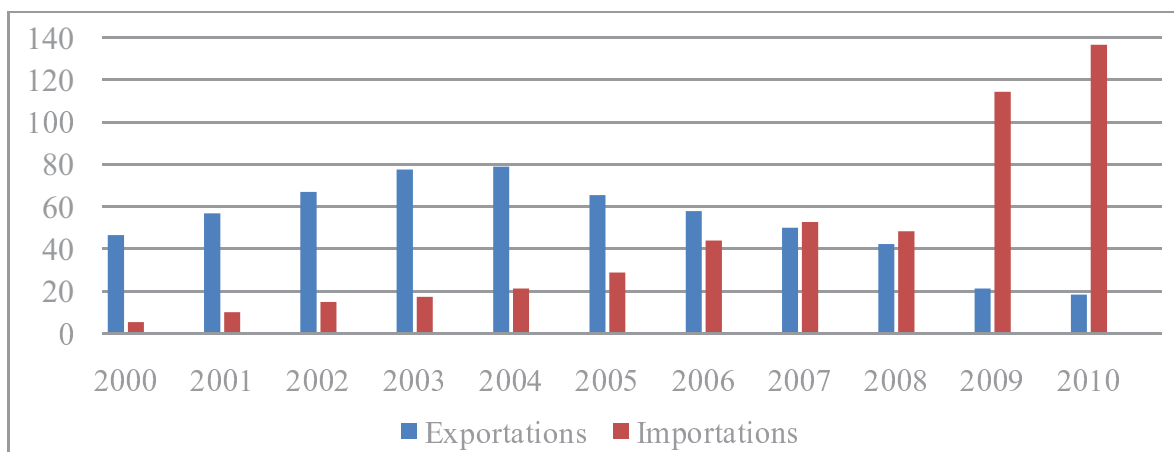
2) Chine

Même si la Chine est le troisième pays le plus doté en termes de réserves prouvées de charbon, celles-ci se situent dans des régions géographiquement difficiles et coûteuses

d'accès (en référence au Chapitre 1). Aujourd'hui, les réserves prouvées de la Chine ne représentent qu'environ 31 ans d'offre potentielle compte tenu de son taux de production actuel (*BP Statistical Review of World Energy*, 2014). L'industrie nationale est également confrontée à des problèmes de congestion notamment sur le réseau de transport national. Les questions concernant la protection et la sécurité du travail et de l'environnement s'y posent de plus en plus (*US EIA China*, 2012). Pourtant, la Chine est la plus grande consommatrice de charbon thermique au monde. En 2010, ce pays consomme l'équivalent de la moitié de la consommation globale (*US EIA*, 2014a). Cette situation est la conséquence d'une spectaculaire hausse de 200 % de la demande en électricité à partir des années 2000. Plus de 80 % de l'électricité est produite dans des centrales thermiques à charbon.

Même si encore aujourd'hui, la production domestique parvient à répondre à l'essentiel de la demande nationale (référence aux résultats du test LIFO), la Chine est contrainte de réorienter ses exportations vers son marché domestique afin de répondre à sa demande nationale, et cela malgré des infrastructures et des capacités d'échanges maritimes développées permettant l'augmentation des exportations (*IEA*, 2011b). Face à cette demande considérable et à des obstacles techniques et économiques (*Shen, Gao et Cheng*, 2012), ce pays importe également de plus en plus afin de bénéficier des prix plus faibles sur le marché mondial. La part des importations chinoises dans la demande globale du marché mondial passe de 1,2 % en 2000 à 17,3 % en 2010 (*IEA, Coal Information 2011*). Au final, la Chine devient importatrice nette en 2007 (Figure 2.8).

Figure 2.8 - Balance commerciale de la Chine (Mt)



Source : A partir de l'IEA, rapports annuels *Coal Information*

Rappelons désormais que les premiers tests LIFO et LOFI de la Chine atteignent le seuil de confiance de façon simultanée. La Chine joue donc le rôle de *swing supplier* sur le marché mondial. Cependant, si la Chine continue à diminuer ses exportations et à augmenter ses importations (dans le but de répondre à sa demande nationale), la configuration du marché mondial risque de changer. Du côté de la demande, et selon l'équation 9, le résultat du test LIFO diminue avec une hausse de la consommation ou une baisse de la production, et peut descendre au-dessous des 90 % de seuil de confiance. Dans ce cas, les tests LIFO et LOFI n'atteignent plus le seuil de confiance simultanément. Ce qui implique que la Chine ne joue plus le rôle de *swing supplier* sur le marché mondial.

Que ce soit dans le cas des États-Unis ou de la Chine, il convient de rester prudent quant à un éventuel changement radical de leur rôle en tant que *swing supplier* sur le marché mondial. Dans le cas des États-Unis, certains producteurs constatent, qu'avec la hausse régulière de la demande mondiale, ce pays bascule graduellement du statut de *swing supplier* à celui d'exportateur stratégique sur le marché mondial (Platts, 2013a). Cependant, le charbon thermique regagne de l'importance dans la production d'électricité, atteignant plus de 37 % en 2012 (US EIA *Annual Energy Outlook – Early Release Overview*, 2014). Ce regain d'intérêt est la conséquence, entre autres, de la hausse des prix du gaz naturel et d'une demande croissante d'électricité pendant l'été aux États-Unis (essentiellement pour le fonctionnement des systèmes de climatisation (US EIA, 2012d)).

Quant à la Chine, un faible changement du côté de l'offre (i.e. une hausse de la production) et/ou du côté de la demande (i.e. une baisse de la consommation) suffit à ce que le pays redevienne exportateur net (IEA, 2011b). Côté production, l'amélioration et le développement des infrastructures et des réseaux de transport augmentent la capacité d'acheminement de la production domestique vers les marchés nationaux. Côté consommation, le plan des cinq ans 2011-2015 (*China's 12th Five-Year Plan (FYP)*) a pour objectif la réduction de l'intensité en énergie et en carbone dans l'économie via la baisse de la part du charbon dans le bouquet énergétique. Dans les faits, la part du charbon dans le commerce d'énergie chinois diminue. Cette baisse est essentiellement la conséquence de la maturité croissante de la structure industrielle nationale. L'exploitation d'importantes réserves hydrauliques et la mise en service d'importantes capacités nucléaires sont des mesures permettant de contrebalancer la consommation de charbon thermique et de réduire la

dépendance de la Chine vis-à-vis du marché mondial de ce dernier. De même que les États-Unis, la Chine commence à exploiter ses réserves de gaz non conventionnel (environ 145 Tm³ de réserves de gaz de schiste). Sa production de gaz de schiste atteint un niveau commercialement viable - même si elle ne représente que moins d'1 % de la production nationale de gaz naturel en 2012 (US EIA, 2013a). Cependant, l'utilisation croissante du gaz dépend notamment des prix relatifs, des réglementations environnementales, ainsi que des mouvements et développements dans le secteur charbonnier (IEA, 2011b).

En résumé, nos résultats nous permettent de définir le marché pertinent du charbon thermique, ainsi que de déterminer si les coûts du transport maritime et du fret ont un impact sur le volume et la direction des échanges. Sur les onze années d'observation, compte tenu du niveau des coûts du transport maritime et des taux du fret, nous constatons que le marché du charbon thermique est constitué de deux bassins géographiques Euro-Atlantique et Asie-Pacifique intégrés en un marché économique pertinent unique. Les prix CIF à l'importation des différents exportateurs sont cointégrés sur la période d'observation et convergent vers le même équilibre de long terme (Warell, 2005, 2006 ; Li, Joyeux, Ripple, 2010). Sur ce marché mondial, la Russie, l'Australie (de 2000 à 2007), et l'Afrique du Sud (de 2000 à 2008) jouent le rôle d'exportateurs liens. Leurs activités sur des zones géographiques non contiguës permettent l'unification du marché. Nous montrons dans la section suivante qu'en réalité, entre 2000 et 2010, ce sont les conditions d'offre et de demande sur le marché du charbon thermique en particulier, et des commodités solides en générales, qui impactent les taux de fret et les coûts du transport maritime, et non l'inverse. Ainsi, sur notre période d'observation, les coûts du transport maritime et du fret ne représentent pas une barrière à l'entrée robuste et solide face à l'activité des différents pays sur le marché mondial du charbon thermique. Nos résultats des tests LIFO-LOFI montrent également que les États-Unis et la Chine jouent le rôle d'exportateurs d'appoint et de *swing supplier* jusqu'en 2010. Les tests d'Elzinga et Hogarty (1978) n'ont pas d'aspect de prédiction. Ainsi, n'ayant aucune certitude quant à l'évolution future des marchés nationaux et des politiques d'approvisionnement des États-Unis et de la Chine, un changement définitif de leur statut reste une hypothèse.

Section 4. Rôle du marché du transport maritime

Nous l'évoquons précédemment : l'impact des coûts du transport maritime et du fret doit également être évalué sur les prix CIF à l'importation du charbon thermique (Prewo, 1978 ; Langhammer, 1987). Étant donné que ces coûts sont une des composantes des prix sur le marché mondial, l'analyse de leur évolution nous permet d'expliquer les fluctuations des prix CIF du charbon thermique. Le niveau des coûts du transport et leur fluctuation dépendent fortement de la structure globale des échanges et des systèmes d'infrastructure et de logistique. Dans le cadre du commerce maritime des commodités solides, les principaux facteurs déterminants les coûts du transport sont donc la valeur unitaire de la commodité, le volume des échanges, le mouvement des autres commodités, le volume des vraquiers et le tonnage des capacités maritimes, la longueur des routes et le planning de navigation des vraquiers (à temps, en voyage, régulier, à la demande) (Geraci et Prewo, 1976 ; Prewo, 1978 ; Stigler et Sherwin, 1985 ; Langhammer, 1987). Dans le cadre d'un échange bilatéral, ces coûts croient à un taux décroissant en fonction de la distance, et diminuent avec la hausse de la valeur unitaire du produit. Quant à la capacité du fret – déterminant les coûts d'affrètement – elle dépend également du nombre de vraquiers, mais également des projets de construction de nouveaux charbonniers et de casse d'anciens, de l'excédent ou du déficit de la flotte maritime, de la capacité d'utilisation des ports et des phénomènes de congestion des ports (Schernikau, 2010).

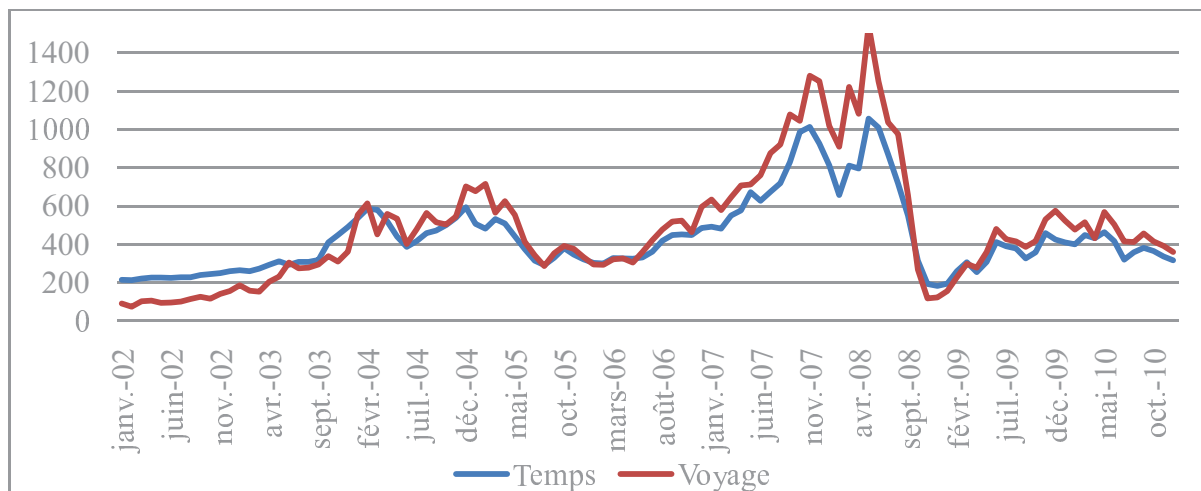
Aujourd'hui, le marché du transport maritime se développe à un taux plus rapide que la croissance économique (Rodrigue et Browne, 2008). Ce marché est devenu une entité globale et une industrie globalisée au sens propre couvrant des routes mondiales et permettant l'échange de matières premières, de biens finis et intermédiaires. Cependant, il n'existe pas de données complètes sur les coûts exacts du transport maritime (Lipsey et Weiss, 1974). Il en est de même pour les coûts du fret – sa distribution devenant de plus en plus complexe au fur et à mesure qu'il dessert de nombreuses provenances, destinations et chaînes d'offre (Rodrigue et Browne, 2008).

4.1.Évolution des indices du fret – Approche économétrique

Les coûts du transport maritime et du fret sont une des composantes de la formation des prix CIF à l'importation. Ainsi, la nature de l'évolution de ces coûts nous donne des

informations sur celle de l'évolution des prix CIF du charbon thermique. Depuis les années 2000, les indices du fret à temps et au voyage sont de plus en plus instables et volatiles (Figure 2.9). Dans cette sous-section, nous déterminons si l'évolution des coûts du fret affiche ou non une tendance haussière ou baissière sur toute la durée d'observation (2000 à 2010).

Figure 2.9 – Indices du fret à temps et au voyage



Source : A partir de CNUCED - Études annuelles sur les transports maritimes

4.1.1. Nature de la tendance

Dans le cadre des séries temporelles, nous distinguons deux natures de tendance : les tendances déterministes et les tendances stochastiques. La tendance déterministe représente une évolution globalement haussière ou baissière spécifiquement indexée sur le temps. Cette tendance est définie selon une fonction linéaire (Équation 11) avec une constante α , un facteur de pente β , une variable de temps T et un terme d'erreur (i.e. un bruit) ε_t .

$$Y_t = \alpha + \beta T + \varepsilon_t \quad (11)$$

Quant à la tendance stochastique, elle représente une évolution temporelle qui se réalise par accumulation (i.e. par mémoire). En d'autres termes, une série ayant une tendance stochastique est telle que sa valeur à chaque période t correspond à l'accroissement de sa valeur à la période précédente $t - 1$ d'une certaine quantité K . Ainsi, une série temporelle à tendance stochastique est définie comme suit :

$$Y_t = Y_{t-1} + K + \varepsilon_t \quad (12)$$

4.1.2. Tests de racine unitaire

Le principe des tests de racine unitaire consiste à distinguer la composante déterministe (Équation 11) de la composante stochastique (Équation 12) dans la structure d'une série chronologique. L'application des tests de racine unitaire nous permet ainsi d'identifier la composante (déterministe ou stochastique) qui explique l'évolution à long terme de la série en question. Dans ce cas, une série temporelle est représentée de la façon suivante :

$$Y_t = TD_t + u_t \quad (13)$$

Avec TD_t la partie déterministe et u_t la partie stochastique. La partie déterministe peut prendre différentes formes. Si $TD_t = 0$, il existe une absence de composante déterministe. Dans le cas où $TD_t = c$, la tendance déterministe est constante dans le temps. Finalement, $TD_t = \alpha + \beta T$ désigne une tendance linéaire. Quant à la partie stochastique (u_t), elle se comporte suivant l'accumulation des valeurs aléatoires d'une période à une autre de façon à ce que $\sum \alpha_i * u_{t-i} = \varepsilon_t$. C'est dans cette dernière composante que nous recherchons la présence éventuelle de racine unitaire. Dans ce cas, la présence d'une racine unitaire implique qu'il existe un α_i tel que $\alpha_i = 1$. En d'autres termes, en présence de racine unitaire, un choc quelconque sur la série temporelle exerce indéfiniment une influence sur les valeurs futures de la série. Le test de racine unitaire se base sur un jeu d'hypothèses comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} H_0 : \text{présence de racine unitaire} \\ H_1 : \text{absence de racine unitaire} \end{array} \right.$$

Ou ;

$$\left\{ \begin{array}{l} H_0 : \alpha_i = 1 \\ H_1 : \alpha_i < 1 \end{array} \right.$$

Dès lors, nous calculons la statistique dite de *student* (*t-stat*)⁴⁶ et que la comparons aux valeurs tabulées par Dickey et Fuller (1979) ou Phillips et Perron (1988). Si la *t-stat* calculée est supérieure aux valeurs tabulées, nous acceptons l'hypothèse H_0 au seuil de confiance associé (1 %, 5 % ou 10 %).

⁴⁶ Nous utilisons le logiciel Eviews pour faire nos calculs.

4.1.3. Application économétrique

Afin de quantifier (i.e. de déterminer) la tendance inhérente à une série temporelle, nous utilisons les tests de racine unitaire. L'identification de la nature de tendance se fait à l'aide des tests de racine unitaire de Dickey et Fuller (1979, 1981). Afin de corriger les problèmes d'hétéroscédasticité et de données agrégées (ce qui est souvent le cas avec des données annuelles, des moyennes, et des indices), Phillips et Perron (1988) apportent des améliorations aux tests de Dickey et Fuller (1979, 1981). Dans notre cas, nos données sont celles des indices mensuels du taux de fret à temps et au voyage de 2002 à 2010 issues des études annuelles de la Conférence des Nations-Unis sur le Commerce et le Développement (CNUCED). Nous utilisons les tests de Phillips et Perron (1988) - car mieux adaptés pour des données agrégées - à un seuil de confiance de 5 %.

Nos résultats montrent qu'il existe une racine unitaire pour chacune de nos deux séries temporelles. Par conséquent, nous acceptons l'hypothèse H_0 concernant la présence de racine unitaire. En d'autres termes, la composante stochastique explique l'évolution de nos séries chronologiques. Cela implique que les indices du fret à temps (Figure 2.10) et au voyage (Figure 2.11) ne sont pas régulièrement à la hausse ou régulièrement à la baisse entre 2002 et 2010.

Figure 2.10 – Série des indices du fret à temps

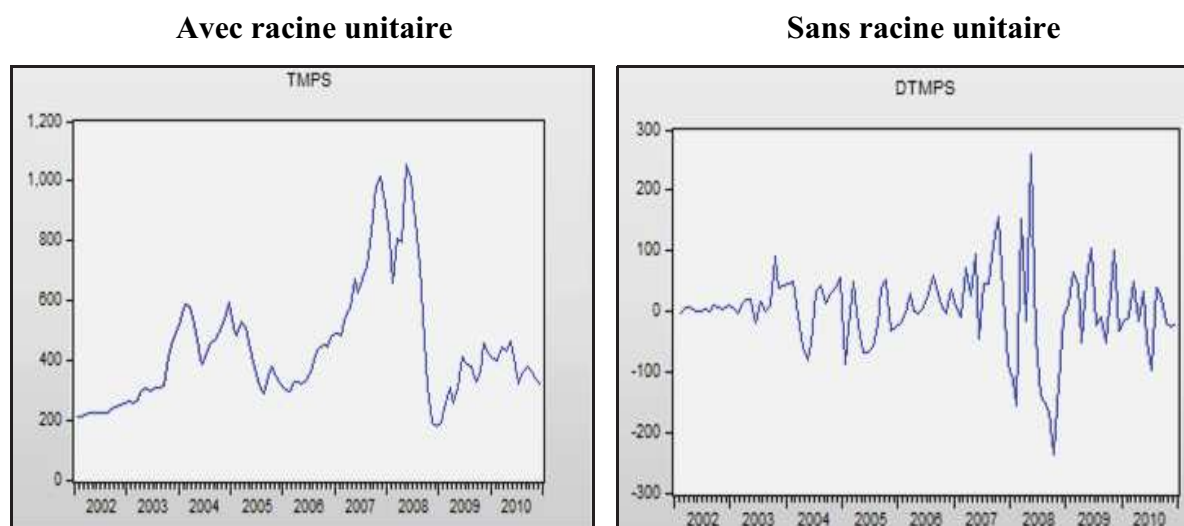
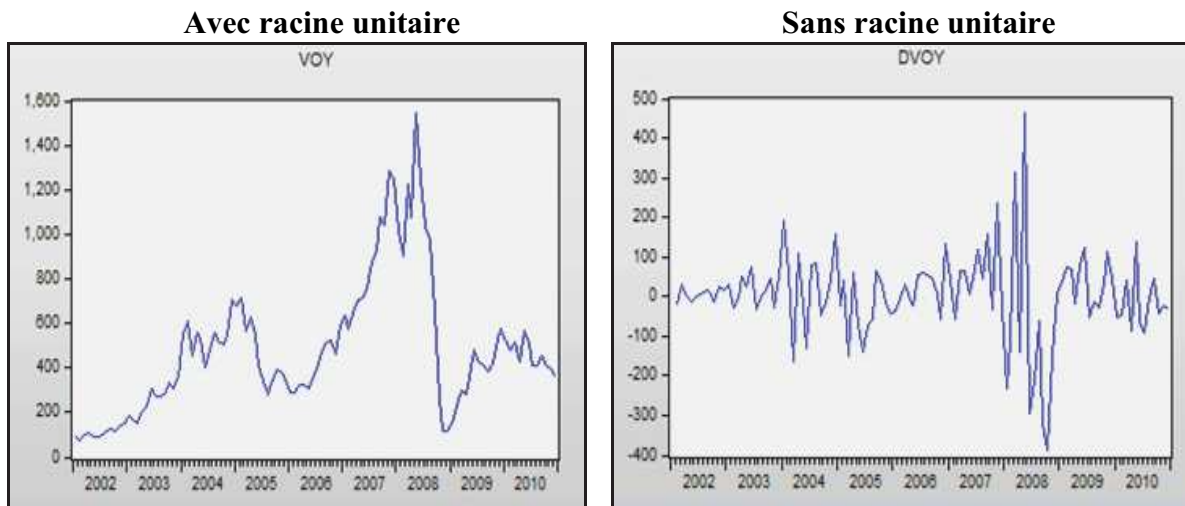


Figure 2.11 – Série des indices du fret au voyage



4.2. Interaction entre le marché du charbon thermique et du transport maritime

Comme nous l'évoquons dans le premier chapitre (en référence à la Section 1), dans le cadre du commerce maritime international, le charbon thermique fait partie des marchandises solides et, plus précisément, des cinq principaux vracs secs (avec les céréales, le minerai de fer, l'alumine et la bauxite, et le phosphate). Comme le montre le Tableau 2.7, le trafic des principaux vracs secs ne cesse d'augmenter ; passant d'environ 1,3 Gt en 2000 à 2,3 Gt en 2010.

Tableau 2.7 - Trafic maritime international des principaux vracs (Mt chargées)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Vracs secs	1289,5	1312,1	1382	1501	1609,5	1748	1879,5	2040	2042	2079	2271
<i>Dont :</i>											
Minerai de Fer	455	445	475	540	590	645	716	792	844	907	982
Charbon	528	566,5	580	636	672,5	729	779,5	832,5	759	771	842
Grains	225	220	245	240	250	274	281	302	323,5	316	343
Bauxite	55	51	53	55	67	70	72	82	83,5	66	81
Phosphate	26,5	29,6	29	30	30	30	31	31,5	32	19	23

Source : A partir de la CNUCED - Études annuelles sur les transports maritimes ; IEA – rapports annuels Coal Information ; Ritschel et Schiffer (2007) ; VDKI (2012)

Nous savons également que le transport maritime de ces vracs secs nécessite des moyens de transport spécifiques. Ces derniers sont essentiellement des vraquiers et des minéraliers de types handysize, panamax et capesize (essentiellement des capesizes dans le cadre des échanges maritimes de charbon thermique ; Ritschel et Schiffer, 2007). Les vracs secs

peuvent être transportés sur le même vraquier. Tout changement d'offre et de demande sur le marché de chacun de ces vracs secs influence directement le marché du transport maritime (i.e. la demande et l'offre du transport maritime). La situation du secteur du transport maritime dépend donc significativement de l'évolution de l'économie mondiale et du commerce des différentes catégories de marchandises. En d'autres termes, la demande liée aux marchandises solides (notamment au charbon thermique) détermine les conditions d'offre et de demande sur le marché du transport maritime et influence donc les taux du fret et les prix CIF à l'importation.

Afin de mieux percevoir cette interaction entre les deux marchés du charbon thermique et du transport maritime, nous contextualisons l'évolution du marché mondial du charbon thermique avec la variation des indices du fret⁴⁷ année par année depuis 2000. Dans la sous-section précédente, nous déterminons la nature de l'évolution des séries temporelles concernant les indices du fret à temps et au voyage. Nous montrons que ces indices suivent une tendance stochastique. En d'autres termes, leur évolution n'est pas globalement haussière ou baissière entre 2002 et 2010. C'est pour cette raison que, par la suite, nous présentons une analyse année par année. Cela nous permet de montrer l'impact des conditions de marché de chaque année sur l'année suivante. L'ensemble des données de cette partie est directement issu ou calculé à partir des études annuelles de la Conférence des Nations-Unis sur le Commerce et le Développement sur les transports maritimes, des rapports annuels *Coal Information* de l'IEA, Ritschel et Schiffer (2007) et VDKI (2012).

Dans l'analyse qui suit, un facteur important à prendre en compte concerne les données des indices du fret à temps et au voyage que nous utilisons⁴⁸. L'année de base retenue pour le calcul des indices du fret réels change sur notre période d'observation. N'ayant pas accès à des données homogènes, nous sommes contraints de diviser notre analyse en deux sous-périodes. De 2000 à 2002, l'année de base pour les indices du fret à temps est 1995. Pour les indices au voyage, l'année de référence est la période comprise entre juillet 1965 et juin 1966. Dès 2002, l'année de référence pour les indices du fret à temps est 1972 et, pour les taux du

⁴⁷ Dans l'analyse que nous exposons par la suite dans cette section, les indices du fret ne feront référence qu'à ceux des vracs secs. Il est logique que nous excluons ceux concernant les échanges pétroliers et gaziers, ainsi que les frets sur le marché des services en ligne.

⁴⁸ Dans le secteur des chargements en vrac, les navires sont habituellement affrétés pour des périodes de temps précises (affrètement à temps), ou pour un voyage donné (affrètement au voyage). Ces deux taux d'affrètement sont différents ; les premiers sont axés davantage sur le long terme comparés aux seconds.

fret au voyage, 1985. Évidemment, nous tenons compte de ce facteur dans l'analyse et dans les comparaisons que nous apportons d'une année à une autre.

Année 2000. Les indices moyens d'affrètement (à temps et au voyage) sont à la hausse de plus de 25 % par rapport à l'année précédente. La principale raison de cette hausse est l'augmentation générale des échanges de vracs secs – essentiellement du minerai de fer et du charbon (tous types confondus). Le trafic maritime du charbon thermique augmente d'environ 18 % pour atteindre les 356,5 Mt. De nouveaux accords sont signés entre le Japon et la Chine - les exportations chinoises vers les consommateurs nippons étant en constante hausse (CNUCED, 2001). La hausse générale des échanges maritimes de vracs secs augmente la demande sur le marché du transport maritime (en nombre et en tonnage), tirant à la hausse les frets (Geraci et Prewo, 1977 ; Prewo, 1978, Langhammer, 1987). Deux autres facteurs accentuent cette hausse : la hausse des prix du combustible de soute, et un accord signé entre Bocimar et Maersk⁴⁹ ayant pour objectif la mise en place d'un pool commun pour leurs vraquiers.

Année 2001. Les indices du fret à temps diminuent d'environ 16 % ; ceux au voyage restent quasiment stables (CNUCED, 2002). Cette baisse est essentiellement liée à la baisse des cours du combustible de soute. Un nouvel accord est signé entre Bocimar et Zodiac Maritime⁵⁰ dans le but de créer le pool *Cape International Inc.* réunissant environ 80 navires et vraquiers. L'objectif principal de cet accord consiste à réajuster les frets à la hausse. Malgré cette tentative, les indices du fret restent plus faibles de 6,2 % en moyenne par rapport à l'année précédente.

Année 2002. Le commerce maritime du charbon thermique est en pleine expansion. Deux événements importants marquent le marché du charbon thermique ; à savoir la déréglementation des marchés de l'énergie en Europe, ainsi que l'introduction d'importantes normes environnementales (CNUCED, 2003). Petit à petit, le centre du marché mondial dévie de l'Europe vers l'Asie (IEA, 2011b). De façon globale, les échanges maritimes du charbon thermique continuent d'augmenter, mais à taux moins important (6 %) comparé à l'année

⁴⁹ Cet accord, signé entre la compagnie belge Bocimar et la danoise Maersk (deux spécialistes dans le commerce maritime) concerne essentiellement leurs vraquiers de type capesize. Par conséquent, la hausse des coûts d'affrètement de ces derniers est plus importante que celle des panamax et des handysizes sur l'année 2000 (CNUCED, 2001).

⁵⁰ Zodiac Maritime Ltd. est une société internationale spécialisée dans la gestion de navires, notamment des capesizes, des panamax, des handymax et des vraquiers de petit tonnage.

précédente (8 %). En Chine, outre l'augmentation des importations de charbon vapeur, celle du minerai de fer joue un rôle essentiel sur la demande mondiale du transport maritime. Par conséquent, les indices d'affrètement à temps et au voyage sont à la hausse respectivement de 20,5 % et 73 % sur l'année. Une partie de cette hausse est toutefois absorbée par la hausse des prix du combustible de soute, l'augmentation des frais concernant les mesures de sécurité, ainsi que la majoration des frais d'assurance. Cependant, le niveau général des indices du fret reste en moyenne plus faible comparé à l'année précédente.

Année 2003. Le trafic des cinq principaux vrac secs augmente de plus de 8,5 %. La demande en minerai de fer et en charbon sidérurgique (en provenance de la Chine principalement), ainsi que la demande de charbon thermique des pays émergents asiatiques contribuent beaucoup à cette croissance. Les échanges du charbon thermique augmentent de plus de 9 % par rapport à l'année précédente. Afin de répondre à la demande asiatique, l'Australie (via Rio Tinto⁵¹ et BHP-Billiton) augmente sa production et ses exportations. Un nouvel exportateur entre également sur le marché : la Colombie. Ce dernier n'hésite pas à profiter de la hausse des prix CIF à l'importation sur le marché afin d'augmenter sa production (via Drummond⁵²). Avec la hausse générale des échanges, la demande des différents vraquiers augmente également. Nombre d'entre eux sont essentiellement mobilisés afin d'approvisionner que les marchés asiatiques. Se créent alors des problèmes de congestion dans plusieurs ports tels que le port de Newcastle en Australie et le port de Richards Bay en Afrique du Sud (CNUCED, 2004). Cette situation mène à la hausse des indices du fret à temps (86 %) et au voyage (94,5 %) sur l'année. Outre la forte demande en transport maritime, les armateurs n'hésitent pas à profiter de la hausse des prix du combustible de soute pour fixer des coûts d'affrètement plus élevés. Le niveau général des indices du fret augmente de 74 % entre 2002 et 2003.

Année 2004. Dès cette année, les indices du fret entrent dans une phase de volatilité sans précédent. Du côté de la demande des vrac secs, celles du minerai de fer et du charbon thermique sur le bassin asiatique ne cessent d'augmenter. Cette fois, cette hausse provient non seulement de la Chine, mais également du Japon, de la Corée du Sud et de l'Inde (IEA, *Coal*

⁵¹ Rio Tinto est une multinationale spécialisée dans le minerai et un des fournisseurs principaux de charbon thermique au monde, essentiellement sur le bassin asiatique. Rio Tinto possède des mines d'exploitation de charbon thermique en Australie et au Mozambique.

⁵² Drummond est un des grands producteurs de charbon (tous types confondus) au monde. Ce group minier produit du charbon thermique aux États-Unis et en Colombie essentiellement.

Information 2011). Il en est de même pour les importations de bauxite, d'alumine et de phosphate. La hausse du commerce des vrac secs mène à l'augmentation de la demande du transport maritime et, par conséquent, du fret. Malgré une utilisation plus optimale des transporteurs de vrac secs et une baisse du tonnage excédentaire sur la flotte mondiale (Tableau 2.8), les importants problèmes de congestion dans les terminaux mènent néanmoins à la hausse du fret en milieu d'année. Les armateurs profitent, dans une moindre mesure, de la hausse des prix du combustible de soute pour fixer des taux encore plus élevés. Au final, l'indice de ces derniers augmente d'environ 10,5 % pour les affrètements à temps et de 27 % pour ceux au voyage. Dans l'ensemble, le niveau général des indices du fret augmente de 76 % en moyenne par rapport à l'année précédente.

Tableau 2.8 – Flotte mondiale des vraquiers secs (Mtpl)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Transporteur vrac sec	247,7	255,3	258,8	297,5	325,1	340	361,8	393,5	417,6	452,5	522,5
Excédent tonnage	3,8	2,9	2,2	3,6	2,1	2	3,4	3,6	3,7	2,6	2,9
Pourcentage de surtonnage	1,5	1,1	0,9	1,2	0,6	0,6	0,9	0,9	0,9	0,6	0,5

Source : A partie de la CNUCED - Études annuelles sur les transports maritimes

Année 2005. Incités par des taux du fret et des prix CIF à l'importation élevés, plusieurs pays investissent dans des projets de développement de leurs infrastructures et capacités portuaires et maritimes. A titre d'exemple, grâce à ses investissements, l'Australie parvient à améliorer l'alimentation de ses terminaux et à diminuer ses problèmes de congestion (CNUCED, 2006). De même en Afrique du Sud, où le développement du terminal Richards Bay permet l'augmentation des exportations sud-africaines. Globalement, le nombre de vraquiers secs augmente (Tableau 2.9). Ces investissements permettent ainsi de rééquilibrer les conditions d'offre et de demande sur le marché du transport maritime. La flotte mondiale des transporteurs de vrac secs augmente et l'excédent en tonnage diminue. Ainsi, même face à une demande de commodités solides et de vrac secs à la hausse, les indices du fret au voyage et à temps diminuent respectivement de 51 % et 37 % ; et cela malgré un pic au 1^{er} trimestre et la hausse des prix du combustible de soute et des dépenses d'armement.

Tableau 2.9 – Nombre de vraquiers sur la flotte mondiale

Types de vraquiers	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Projet d'expansion en 2012
Capesize	117	121	131	141	170	210	248	52
Panamax	87	102	110	117	121	136	155	37
Handysize/ Handymax	140	145	152	165	168	191	211	33
Total	345	368	393	417	459	537	614	122

Source : A partir de Ritschel et Schiffer (2007), EPRI (2007), VDKI (2012)

Année 2006. Les conditions du secteur des vraquiers s'améliorent et deviennent plus favorables en 2006. A cela, plusieurs raisons : la croissance des échanges des principaux vracs secs ; l'importante production d'acier en Chine stimulant les importations du minerai de fer et du charbon sidérurgique ; la hausse régulière des échanges de céréales et de bauxite augmentant la demande de tonnage des panamax ; la hausse des besoins énergétiques des pays émergents d'Asie les rendant davantage dépendants des importations du charbon thermique (CNUCED, 2007 ; Martin-Amouroux, 2008). Dans ce contexte général, les indices d'affrètement à temps et au voyage augmentent sur l'année. Pour autant, afin de faire face à cette augmentation de la demande sur les marchés des vracs secs, la flotte maritime se développe et la capacité des transporteurs augmente. Par conséquent, le niveau général des indices du fret reste en moyenne plus faible (- 0,1 %) par rapport à l'année précédente.

Année 2007. La hausse des indices du fret continue de façon impressionnante courant 2007, marquant un pic au 4^{ème} trimestre. D'une part, les pays émergents (essentiellement d'Asie) sont en plein processus d'industrialisation (CNUCED, 2008). L'essentiel de leur croissance industrielle dépend du développement de l'industrie métallurgique ; ce qui les rend fortement dépendants des importations d'acier, de minerai de fer et de charbon sidérurgique. D'autre part, les besoins énergétiques mondiaux ne cessent d'augmenter. Les conditions économiques sont en faveur du charbon thermique. Ses prix relatifs faibles par rapport au pétrole et au gaz naturel, les avantages de son industrie grâce à la répartition géographique de ses points d'offre et d'approvisionnement (notamment avec l'entrée de nouveaux acteurs tels que le Vietnam, la Colombie, le Kazakhstan), ainsi que la facilité à le transporter et à le stocker comparé aux autres énergies fossiles thermiques représentent des avantages de l'industrie du charbon thermique (Ritschel et Schiffer, 2007 ; Martin-Amouroux, 2008). Les

échanges de vrac secs de moindre importance et de services en ligne⁵³ augmentent aussi significativement.

Ainsi, l'augmentation du trafic des principaux vrac secs (8,5 % dans l'ensemble et 5,5 % pour le charbon thermique) rend le marché du fret très actif. Sur le marché du transport maritime, la demande de capesizes et de panamax est fortement stimulée (CNUCED, 2008). Les commandes représentent plus de 85 % de la flotte actuelle. Cependant, du côté de l'offre du transport maritime, nous constatons d'importants problèmes tels des contraintes et des blocages logistiques, ainsi que des capacités de charge et de décharge insuffisantes entraînant des retards de livraisons. La préparation des Jeux Olympiques en Chine n'améliore guère la situation. De nombreux vraquiers sont entièrement mobilisés pour approvisionner le marché chinois, entraînant une raréfaction des modes du transport maritime sur les autres routes, des problèmes de congestion et des files d'attente dans les terminaux chinois (environ 45 navires en moyenne en provenance de l'Australie et du Brésil). La situation devient d'autant plus tendue suite à l'acquisition d'une majoration de 65 % du fret par le brésilien Vale⁵⁴ sur ses exportations vers le marché chinois (CNUCED, 2008). Réagissant à cet accord sino-brésilien, les deux compagnies australiennes Rio Tinto et BHP-Billiton arrivent à leur tour à négocier une hausse de plus de 95 % du fret, en appuyant sur leur avantage géographique (de proximité). La hausse des prix des combustibles de soute ne fait qu'accentuer la hausse des indices du fret. Sur l'année, les indices d'affrètement à temps et au voyage augmentent respectivement d'approximativement 90 % et 98 %. En moyenne, le niveau général des indices du fret double entre 2006 et 2007 (+102 %).

Année 2008. La hausse du fret continue jusqu'en mai 2008, marquant ainsi le pic le plus important sur la décennie (11 793 pour le BDI, 1 055 pour l'indice du fret à temps et 1 544 pour l'indice du fret au voyage) (CNUCED, 2009 ; www.marine-transportation.capitallink.com). Dès lors, s'installe un climat sur fond de crise financière et de récession économique mondiale. Dans cet environnement incertain, la production industrielle (acier et fer) des grandes économies diminue. Cette production est devenue le principal

⁵³ Les vrac secs de moindre importance font référence aux produits agricoles (farine de soja, oléagineux), aux produits manufacturés (objets en acier), et aux métaux et minéraux (ferraille). Tant qu'aux services en ligne, il s'agit de biens élaborés comptant beaucoup de nos jours dans la société moderne (téléviseurs, vêtements, produits perfectionnés) (Rapport de la CNUCED).

⁵⁴ Vale (nommée également *Companhia Vale do Rio Doce* (CVRD)) est une entreprise minière multinationale, mais aussi un des plus grands opérateurs logistiques du Brésil. Ses opérations d'exploitation et d'extraction de charbon thermique se situent en Australie et au Mozambique.

déterminant de la demande en matières premières surtout dans les pays émergents. La demande en biens de consommation, ainsi qu'en énergie diminue également. Pour autant, les échanges des principaux vracs secs augmentent de façon générale, sauf ceux du charbon (tous types confondus). Ceux du charbon thermique diminuent de presque 10 %. La légère augmentation des échanges de vracs secs (+ 0,5 %) entraîne une hausse de la demande du transport maritime. Cependant, le marché de ces derniers est en situation d'excédent d'offre. Avec les commandes passées avant la crise économique, la flotte maritime augmente de 6 % par rapport à 2007 et affiche un excédent de tonnage d'environ 0,9 %. Ce déséquilibre sur le marché du transport maritime entraîne une baisse spectaculaire des coûts du fret. Les indices chutent d'environ 80 % pour les affrètements à temps et de 90 % pour ceux au voyage. De nombreuses commandes de vraquiers s'annulent au fur et à mesure ; d'autres sont reportées afin de limiter les répercussions sur le marché. Dans ces conditions, les armateurs se trouvent, malgré eux, obligés de négocier les contrats existants, à défaut de recevoir de nouvelles commandes. Malgré plusieurs mesures de démolition d'une partie des tonnages, le marché du transport maritime peine à se rééquilibrer. Au final, les indices d'affrètement affichent une baisse générale de 4,5 % entre 2007 et 2008.

Année 2009. La situation du marché du fret s'améliore lentement, notamment pour les armateurs, dès le premier trimestre 2009. Affectée par une forte contraction économique due à la crise financière, la capacité de la flotte mondiale pour les transporteurs de vracs secs continue d'augmenter. Cependant, l'excédent de tonnage diminue (0,6 %). La production mondiale d'acier se redresse. Les pays émergents d'Asie profitent de la baisse des prix du charbon thermique pour augmenter leurs importations. La demande en matières premières (essentiellement en minerai de fer et en charbon) est relancée – une bonne nouvelle pour le marché du transport maritime. Les échanges maritimes du charbon thermique augmentent de plus de 6 % par rapport à l'année précédente (IEA, *Coal Information 2011*). Globalement, l'augmentation des échanges maritimes tire les coûts d'affrètement vers le haut. Après leurs effondrements en juin 2008, les indices du fret à temps et au voyage augmentent respectivement de plus de 120 % et 270 % sur l'année courante. Toutefois, cette reprise reste modeste ; le niveau général des indices est en baisse de près de 53 % en moyenne par rapport à 2008.

Il est évident que la crise économique laisse des séquelles non seulement sur le marché mondial des vracs secs et des commodités solides en général, mais aussi sur le marché du

transport maritime. Afin d'y remédier, la reprise de la demande en marchandises solides doit être accompagnée par des mesures et des politiques d'offre. Selon le rapport du secrétariat de la CNUCED de 2010, la résorption de l'excédent des livraisons de navires, la réduction du tonnage par l'envoi d'un grand nombre de navires à la casse, mais aussi la conversion d'installations de construction en installations de réparation sont des solutions envisageables afin d'aider le secteur de la construction navale.

Année 2010. Les investissements, notamment dans les activités industrielles des pays émergents, et les mesures de reconstitution des stocks alimentent la croissance des échanges maritimes des matières premières. Le trafic de l'ensemble des vracs secs augmente de plus de 9 % (Tableau 2.7). Dans le lot, les échanges du charbon thermique augmentent de près de 3 % par rapport à l'année précédente. La demande du bassin asiatique compense largement la baisse de la demande du bassin européen (due aux restrictions environnementales) et des États-Unis (favorisant la consommation du gaz naturel national à faibles prix). Malgré l'augmentation des volumes échangés, les indices du fret diminuent. Cette situation reflète les conditions d'offre sur le marché du transport maritime. Plus explicitement, l'augmentation continue de la flotte maritime, la hausse de l'excédent de tonnage, ainsi que l'arrivée de nouveaux navires et de vraquiers de grande capacité suite aux commandes passées font baisser les indices d'affrètement à temps de 22,5 % et au voyage de 31,5 % sur l'année courante. Le niveau moyen des indices d'affrètement (tous types confondus) est tout de même supérieur par rapport à 2009.

Conclusion

En observant l'interaction entre le marché maritime du charbon thermique et le marché du transport maritime, nous constatons que la structure globale des marchés du charbon thermique et des autres vracs secs influence directement les conditions d'offre et de demande sur le marché du transport maritime, les coûts du fret et, par conséquent, les prix CIF à l'importation. Ainsi, la corrélation entre les prix CIF du charbon thermique et les coûts du transport maritime et du fret est évidente. Par ailleurs, malgré les fluctuations du niveau général de ces coûts entre 2000 et 2010, l'entrée répétée des certains acteurs sur différentes régions géographiques non contiguës sont la preuve que les barrières à l'entrée sont faibles (Site officiel d'ATICSservices). Historiquement divisé en deux zones Atlantique et Pacifique, le marché se définit aujourd'hui comme un marché économique mondial. En d'autres termes, l'appellation « marché Atlantique » et « marché Pacifique » est une référence purement géographique et n'entraîne aucune différenciation économique sur notre durée d'observation.

Sur cette période, la configuration du marché maritime du charbon thermique – en termes de volume et de direction des échanges - confirment le fait que les coûts du transport maritime ne sont pas des obstacles solides face aux échanges interzones. En effet, le niveau élevé ou faible de ces coûts ne parvient pas à expliquer le schéma du marché mondial du charbon thermique. Bien au contraire, ce sont les conditions de demande et d'offre du charbon thermique, entre autres, qui expliquent en partie les variations de ces coûts depuis les années 2000. La Russie, l'Afrique du Sud (de 2000 à 2008) et l'Australie (de 2000 à 2007) sont des pays liens. Leurs activités sur les deux bassins renforcent les liens d'unification des deux zones géographiques, soulignant ainsi la faiblesse des coûts du fret comme barrière à l'entrée. Récemment, l'activité d'autres pays sur le marché, tels le Kazakhstan, la Colombie, le Vietnam, le Brésil, et Taïwan, accentuent l'intégration du marché mondial. D'autres pays également se font petit à petit une place sur le marché, tels le Bangladesh (Site officiel d'ATICSservices), le Venezuela et la Mozambique (IEA, 2012b), la Mongolie (Cornot-Gandolphe, 2013), ainsi que le Pakistan, les Philippines et la Malaisie (Martin-Amouroux, 2014).

L'introduction des variations de stocks nous permet de déterminer les périodes de création de stocks dans le cas d'un excédent d'offre, et d'épuisement de stocks face à un excédent de demande. Nous prenons donc en compte l'impact du comportement de chaque pays d'une

année à une autre. Cependant, même en prenant en compte cette variable, nous sommes incapables de déterminer la nature du comportement des pays, notamment des exportateurs. En d'autres termes, nos résultats ne nous permettent pas de dire si le marché mondial du charbon thermique est concurrentiel ou pas (Warell, 2005). La méthode d'Elzinga et Hogarty (1981) ne détecte pas le pouvoir de marché potentiel des producteurs qui choisissent de ne pas entrer sur le marché mondial. Dans le chapitre suivant, nous modélisons le comportement des exportateurs face aux coûts du transport maritime et du fret dans un cadre structurel défini en amont. Le résultat de nos tests LIFO et LOFI montrent que, même dans des phases de coûts du transport maritime et du fret élevés, certains exportateurs sont présents sur différentes zones géographiques non contiguës (comme les pays liens et les *swing suppliers*). L'objectif de notre troisième chapitre est donc de déterminer le(les) facteur(s) incitant les exportateurs – confrontés à des coûts du transport maritime et du fret - à entrer sur le marché mondial.

Chapitre III : Pouvoir de marché

Analyse du comportement des exportateurs sur le marché mondial

Introduction

Section 1. Évolution des prix FOB à l'exportation

1.1. Premier pic des prix FOB : 2003 – 2004

1.2. Deuxième pic des prix FOB : 2007 – 2008

Section 2. Organisation institutionnelle des exportateurs

Section 3. Nature de la concurrence

3.1. Littérature descriptive et empirique

3.2. Indices de concentration de pouvoir

Section 4. Modélisation théorique du comportement des exportateurs

4.1. Présentation du modèle théorique et notation

4.2. Résultats théoriques et interprétation

Section 5. Cas d'analyse – États-Unis

5.1. Avant 2005

5.2. Après 2005 – Marché national

5.3. Après 2005 – Marché mondial

5.4. Situation actuelle – Marché national et mondial

Conclusion

Introduction

Depuis les années 2000, la configuration du marché mondial du charbon thermique ne s'explique pas essentiellement via le niveau des coûts du transport maritime et du fret. Au contraire, c'est en partie les conditions de la demande et l'offre du charbon thermique sur le marché mondial qui influencent le niveau général de ces coûts. De fait, les coûts du transport maritime et du fret ne représentent pas une barrière solide face à l'entrée et à l'activité des différents pays entre 2000 et 2010. Sur cette période d'observation, l'entrée de nouveaux pays sur le marché mondial, ainsi que la présence de certains pays exportateurs (tels les pays liens et les *swing suppliers*) sur les deux bassins géographiques Europe-Atlantique et Asie-Pacifique souligne la faiblesse de l'impact des coûts du fret et du transport maritime en tant que barrière. Cette situation nous incite à comprendre le comportement des différents exportateurs sur le marché mondial du charbon thermique. En d'autres termes, nous voulons déterminer le(s) facteur(s) incitant les exportateurs – confrontés à des coûts du transport maritime et du fret - à entrer sur les deux marchés géographiques et sur des régions géographiquement éloignées et non contiguës.

Le comportement d'un acteur s'explique dans une structure de marché donnée et prédéfinie. Le fait que le marché du charbon thermique soit intégré et que les coûts du transport maritime représentent de faibles barrières à l'entrée ne nous permet pas de dire si le marché est concurrentiel ou pas (Warell, 2005 ; OCDE, 2006). Par conséquent, avant de déterminer les facteurs expliquant le comportement des exportateurs, nous devons – en amont – connaître la structure du marché maritime du charbon thermique. Nous montrons dans le deuxième chapitre que ce marché est un marché mondial avec de nombreux acteurs, que ce soit du côté de l'offre (i.e. les exportations) ou du côté de la demande (i.e. les importations). Aujourd'hui, le marché mondial du charbon thermique est très souvent considéré comme étant raisonnablement concurrentiel (Platts, 2009, 2011b ; Site officiel d'ATICServices). Or, depuis les années 2000, nous sommes témoins d'une vague d'acquisitions et de fusions dans différents pays producteurs et consommateurs - ce qui peut éventuellement porter atteinte à la concurrence sur le marché mondial.

La Section 1 présente une analyse de l'évolution des prix FOB à l'exportation du charbon thermique depuis les années 2000. Cette analyse descriptive nous donne des éléments expliquant la fluctuation de ces prix et, par conséquent, la nature de la structure du marché.

Dans la Section 2, l'organisation institutionnelle des principaux exportateurs (à savoir l'Australie, l'Afrique du Sud, l'Indonésie et la Russie), mais également des *swing suppliers* (la Chine et les États-Unis) est décrite. À travers cette description, nous mettons en lumière les différents comportements des exportateurs. Nous faisons également allusion aux divers fusions et acquisitions faites dans ces pays. Ces actions sont susceptibles de réduire la concurrence sur le marché. La Section 3 présente l'essentiel de la littérature empirique concernant la nature de la structure du marché du charbon thermique. Depuis les années 2000, la configuration du marché du charbon thermique – les flux et les prix actuels - s'explique essentiellement sur la base d'une structure de concurrence pure et parfaite. Par la suite, les différents indices de concentration de pouvoir sont présentés. Nous calculons l'indice de HHI depuis les années 2000 afin de déterminer s'il existe un pouvoir de marché aux seins des exportateurs ou des importateurs. La décision d'un pays - face aux coûts du transport maritime et du fret - à entrer sur le marché mondial et à exporter est modélisée dans la Section 4. Cet exportateur doit faire un arbitrage entre consommer son offre de charbon thermique sur son marché national et/ou l'exporter sur le marché mondial dont la structure est prédéfinie. La solution de ce modèle théorique nous permet de déterminer le(s) facteur(s) expliquant l'entrée ou la sortie d'un exportateur et, de façon plus général, la configuration actuelle du marché mondial du charbon thermique. Le cas des États-Unis est présenté dans la Section 5 afin de montrer, à partir d'un cas concret, l'apport de nos résultats.

Section 1. Évolution des prix FOB à l'exportation

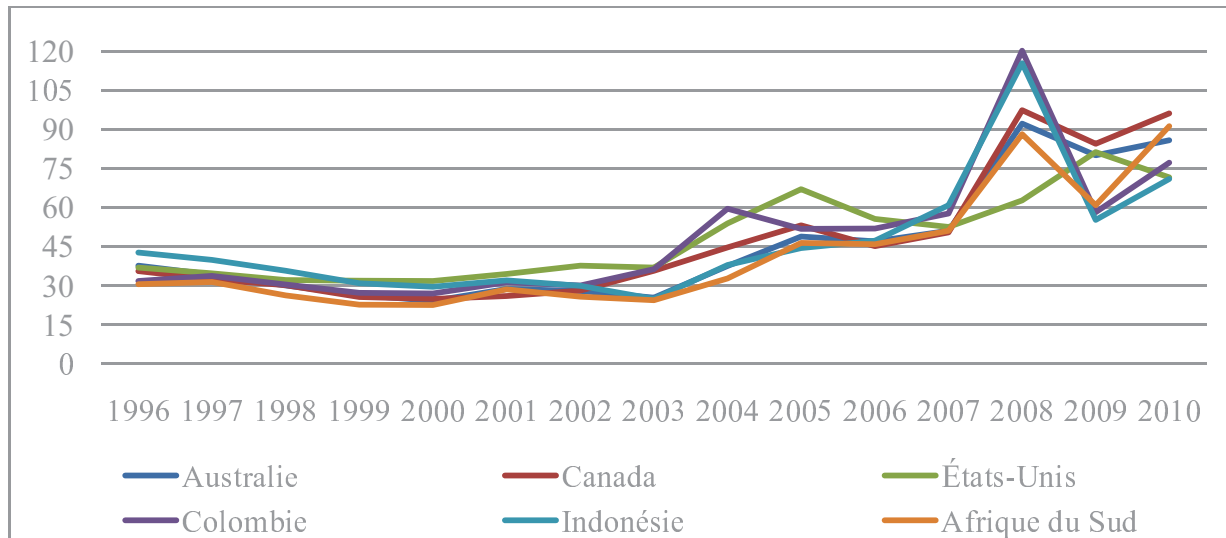
Certaines analyses stipulent que les fluctuations des prix FOB à l'exportation sur le marché mondial reflètent essentiellement un simple mécanisme de marché menant au réajustement des déséquilibres entre l'offre et la demande (Platts, 2009, 2011b). Or, depuis les années 2000, nous constatons une vague d'acquisitions dans plusieurs pays producteurs et consommateurs du charbon thermique (Site officiel d'ATICServices). Ces acquisitions concernent soit les réserves prouvées, soit des mines d'exploitation, mais aussi l'acquisition partielle ou totale de compagnies minières spécialisées. Ces mouvements de consolidation nous mènent à penser qu'une éventuelle concentration de pouvoir au sein de ces pays explique une partie des fluctuations des prix FOB du charbon thermique. Dans cette section, nous analysons l'évolution des prix FOB à l'exportation depuis les années 2000. Cette description nous donne des informations non seulement sur les conditions des marchés nationaux et internationaux, mais également sur le comportement des exportateurs susceptibles d'influencer les prix FOB.

Nous l'évoquons dans le chapitre précédent : depuis les années 2000, les prix CIF à l'importation sur le marché mondial du charbon thermique sont cointégrés et convergent vers l'équilibre de long terme (Warell, 2005, 2006). Les fluctuations de ces prix sont essentiellement expliquées par le jeu d'interaction entre les marchés du charbon thermique et du transport. De même que les prix CIF à l'importation, les prix FOB à l'exportation sont cointégrés et convergent vers le même équilibre de long terme (Li, Joyeux, Ripple, 2010). Cette cointégration peut s'expliquer de deux façons. Premièrement, il n'existe pas d'exportateur dominant sur le marché mondial du charbon thermique. Sinon, aucun des exportateurs n'est en position dominante sur le long terme. Dans les deux cas, la cointégration des prix FOB renforce l'hypothèse quant à considérer le marché mondial du charbon thermique comme étant concurrentiel. Pourtant, la simple cointégration des prix menant à l'intégration du marché n'implique pas le fait que le marché soit concurrentiel ou anticoncurrentiel (Warell, 2005 ; OCDE, 2006, 2008).

Depuis le premier choc pétrolier en 1973, la flambée des prix relatifs du pétrole par rapport à celui du charbon thermique entraîne un regain d'intérêt de l'industrie charbonnière. Depuis, nous constatons plusieurs pics cycliques durant lesquels les prix FOB augmentent, avant de diminuer par la suite (IEA, rapports annuels *Coal Information* ; *BP Statistical Review*

of World Energy, 2014). Ces cycles correspondent à la période entre deux chocs pétroliers de 1973 à 1979, de 1988 à 1993 et de 1994 à 1999. La Figure 3.1 nous montre l'évolution des prix FOB des principaux pays exportateurs de 1996 jusqu'à 2010. Nous constatons que d'autres pics de prix plus importants marquent le début du XXI^e siècle comparé à ceux des années avant 2000.

Figure 3.1 – Évolution des prix FOB à l'exportation (US\$/t)



Source : IEA, Coal Information 2011

1.1. Premier pic des prix FOB : 2003 - 2004

Au début des années 2000, les prix FOB sont relativement faibles. Ces prix faibles, ainsi que la dévalorisation progressive du dollar américain, retardent les investissements dans le développement des capacités d'exploitation et de production (Mimuroto, 2000). C'est essentiellement le cas en Australie et en Afrique du Sud. Pourtant, la demande du charbon thermique – notamment sur le marché mondial – augmente significativement sur la même période (IEA, Coal Information 2011). Face au ralentissement des investissements, et afin de répondre à cette demande croissante, les capacités d'exploitation et de production sont hautement mobilisées, voir surexploitées (Martin-Amouroux, 2008). Il en est de même pour les infrastructures internes (les réseaux de transport terrestres et ferroviaires). La mobilisation massive et régulière des facteurs de production et des réseaux d'acheminement jusqu'aux ports d'exportation mène à la hausse des coûts de production et, par conséquent, des prix FOB. Outre la surexploitation des capacités, d'autres facteurs accentuent la hausse des prix jusqu'en 2004 (Direction Générale de l'Énergie et des

Matières Premières (DGEMP), 2004 ; Martin-Amouroux, 2008, 2012 ; Sites officiels d'ATICServices et de Platts) :

- 1) Depuis 2000, la demande de la Chine en charbon thermique ne cesse d'augmenter fortement. Ce pays fait face à des problèmes d'approvisionnement national (e.g. la fermeture de plusieurs mines dans la province de Shanxi par mesure de sécurité du travail). La hausse de la demande nationale, se heurtant à la baisse de la production domestique, mène à la hausse des prix FOB.
- 2) Suite à un été chaud et à des températures élevées en Europe, la demande d'électricité (e.g. pour la climatisation) augmente. Par conséquent, la demande des centrales thermiques à charbon augmente également. À titre d'exemple, l'Italie se voit obligé d'utiliser le maximum de la capacité de ses centrales. Dans la même logique, le Royaume-Uni est contraint à la réouverture et à la mise en service de ses centrales thermiques à charbon. Ce retour au charbon thermique dans les centrales européennes de production d'électricité est notamment incité par les faibles prix des quotas de CO₂. Cette demande croissante fait augmenter les prix FOB à l'exportation.
- 3) L'approvisionnement de certains pays producteurs et exportateurs diminue face à des mouvements sociaux et des changements institutionnels. Ainsi, l'offre nationale diminue en Indonésie suite aux mouvements sociaux dans la principale mine du pays Kaltim Prima. En Australie, le renforcement des réglementations environnementales et les nouvelles politiques climatiques compromettent la production du pays. La croissance de la production polonaise, autrefois subventionnée, est également compromise suite à l'entrée du pays dans l'Union européenne. Avec la fermeture de plusieurs centrales nucléaires, la demande en charbon thermique augmente dans certains pays d'Asie tels le Japon, la Corée du Sud et Taïwan.
- 4) Certains pays producteurs et exportateurs doivent faire face à des problèmes d'approvisionnement sur les marchés nationaux et internationaux suite à des incidents naturels. Les inondations répétées dans les mines d'Australie, les coupures d'électricité dans les points d'extraction en Afrique du Sud, les intempéries de neige en Chine sont tous des incidents freinant la production de ces pays, diminuant l'offre et augmentant les prix FOB à l'exportation.

- 5) L'Australie et l'Afrique du Sud font également face à des problèmes liés aux défaillances logistiques. Les infrastructures internes sous-dimensionnées en Australie mènent à d'importants délais de livraisons. Quant à l'Afrique du Sud, elle doit faire face à un réseau ferroviaire vétuste et mal adapté entre les mines et les marchés de consommation nationaux, ainsi que les ports d'acheminement.

1.2. Deuxième pic des prix FOB : 2007 – 2008

Le résultat général de l'excédent de la demande face au déficit de l'offre est la hausse des prix FOB à l'exportation. Dès 2004, la hausse des prix attire de nombreux investissements dans d'importants projets. Ces projets visent essentiellement le développement de la chaîne industrielle du charbon, ainsi que l'augmentation des capacités de production et logistiques. La mise en œuvre de ces plans d'extension rééquilibre légèrement les prix à la baisse. Cependant, même si les capacités de production et d'offre augmentent, la forte demande est telle que l'utilisation maximale des capacités existantes est inévitable pour les pays producteurs et exportateurs. Cette demande provient en grande partie des pays émergents d'Asie, mais aussi d'Amérique latine. Les taux élevés de croissance économique et les tendances d'urbanisation de ces pays émergents mènent à une augmentation de la demande du charbon thermique et, par conséquent, des prix FOB. Outre cette demande importante, la crise économique impacte fortement la situation sur les différents marchés. Ceux des matières premières, et donc du charbon thermique, n'en font pas exception. Ainsi, nous constatons que les prix FOB sont de nouveau fortement à la hausse entre 2007 et 2008. Cette fois, ce pic de prix est beaucoup plus important qu'entre 2003 et 2004.

Comme nous pouvons le constater, depuis les années 2000, l'instabilité et la volatilité des prix FOB reflètent essentiellement un simple mécanisme d'ajustement des déséquilibres entre la demande et l'offre du charbon thermique sur les marchés nationaux et le marché mondial. En d'autres termes, à première vue, l'évolution des prix FOB à l'exportation suit les lois de l'offre et de la demande. La hausse de la demande se heurtant à la baisse de l'offre augmente les prix FOB, et inversement. Les événements expliquant l'évolution des prix FOB font très souvent référence à des contraintes techniques, logistiques et naturelles du côté de l'offre, ainsi qu'à des politiques de diversification de l'approvisionnement et des processus d'industrialisation du côté de la demande. Malgré ces informations, l'analyse de l'évolution

des prix FOB ne nous permet pas de déterminer avec certitude la nature de la concurrence sur le marché mondial du charbon thermique. En d'autres termes, nous ne savons toujours pas si certains pays producteurs et exportateurs exercent un quelconque pouvoir de marché pouvant expliquer – en partie – la hausse de prix FOB. Dans la section qui suit, nous présentons brièvement l'organisation institutionnelle interne des principaux exportateurs du charbon thermique, tout en évoquant les cas de fusions et d'acquisitions effectuées depuis 2000. Certaines de ces pratiques sont susceptibles de porter atteinte à la concurrence et, de fait, expliquer une partie des fluctuations des prix FOB.

Section 2. Organisation institutionnelle des exportateurs

Plusieurs facteurs permettent de déterminer le degré de concurrence entre les exportateurs sur le marché : les méthodes d'extraction (mines souterraines ou à ciel ouvert), la proximité des sites d'extraction et de production, l'existence d'infrastructures de transport (internes, portuaires et maritimes) (Abbey et Kolstad, 1983). L'industrie minière en générale, et charbonnière en particulier, de chaque pays producteur et exportateur présente des disparités concernant ces facteurs, mais également par rapport à la structure institutionnelle et organisationnelle interne, ainsi que les politiques nationales et internationales entreprises. Cette section décrit la structure interne des principaux exportateurs (Australie, Indonésie, Russie et Afrique du Sud), ainsi que des *swing supplier* (États-Unis et Chine). Cette présentation nous permet de citer les différents mouvements de consolidation dans chaque pays, mais aussi de déterminer les contraintes (exogènes ou endogènes) dont fait face chaque exportateur. L'ensemble des données et des informations de cette section est issu des rapports *Energy Policies Review* de l'IEA et *Country Analysis Briefs* de l'US EIA publiés par pays, Ritschel et Schiffer (2007), Drexler (2007) et VDKI (2012) et du site officiel d'ATICServices.

1) Australie

Le charbon est la première source d'exportation en termes de volume et de valeur en Australie. L'Australie possède plus de 100 mines, toutes privatisées. La production et les exportations de l'Australie sont essentiellement gérées par des multinationales spécialisées dans le secteur minier telles que BHP-Billiton, Glencore-Xstrata, Rio-Tinto et Anglo-American Coal. Ces compagnies jouent un rôle essentiel dans l'industrie minière du pays. En 2006, elles sont à elles seules responsable de plus de 50 % des exportations.

La fréquence élevée des échanges internationaux du charbon thermique mènent régulièrement à des fils d'attente pour la livraison des marchandises. Ainsi, le taux de production et d'exportation dépend essentiellement du développement des différentes infrastructures. Nombreux sont les projets en vue afin de diminuer et, idéalement, éliminer ces problèmes de congestion. Ces projets ont comme objectif soit l'augmentation et l'extension des capacités de chargement/déchargement portuaire, soit le développement et l'amélioration des infrastructures internes – principalement terrestres et ferroviaires jusqu'aux ports d'acheminement. Le gouvernement australien participe massivement à ces

projets dans l'optique de résoudre les problèmes de congestion tout au long de la chaîne de transport (des mines jusqu'aux ports). Nombreuses aussi sont les compagnies étrangères et les pays importateurs investissant en Australie. Les firmes chinoises et indiennes se battent afin d'obtenir des parts sur les mines ou les compagnies australiennes, de participer aux projets de développement - voir même de les acquérir intégralement. L'objectif des pays asiatiques est de s'assurer un approvisionnement soutenu et durable. L'industrie australienne du charbon thermique est donc témoin de quelques mouvements de consolidation. Un exemple est le cas de la compagnie Indian Lanco Infratech acquérant Griffin Coal⁵⁵.

2) Indonésie

L'Indonésie est aujourd'hui l'acteur le plus dynamique sur le marché mondial. Le secteur minier de ce pays joue un rôle primordial dans le bon fonctionnement de la concurrence sur le marché national, mais également sur le marché mondial du charbon thermique. L'industrie minière et charbonnière de l'Indonésie est constituée de plus de 60 compagnies nationales, environ 20 compagnies étrangères, une compagnie publique, des sociétés possédant des permis d'exploitation, ainsi que des unités coopératives. Les trois premières structures dominent la production. En 2001, PT Bumi Resources – plus grand producteur de charbon thermique en Indonésie - détient non seulement l'intégralité de PT Kaltim Prima Coal⁵⁶, mais également 80 % de PT Arutmin⁵⁷. La production de Bumi représente dès lors 27 % de la production domestique totale. PT Bumi Resources compte augmenter ses exportations vers le Japon. Depuis l'accident de Fukushima, ce dernier augmente sa consommation de charbon thermique dans la production d'électricité.

Récemment, les préoccupations concernant les investissements existants et potentiels augmentent davantage. La fin des subventions du gouvernement sur les coûts des carburants, ainsi que les nouvelles politiques environnementales mises en place, poussent les différents acteurs à réviser leurs stratégies d'investissement. L'État impose également un quota de 24 % sur le volume de la production destiné aux marchés domestiques. Les

⁵⁵ La compagnie Indian Lanco Infratech est une des principales entreprises intégrées (minière et d'infrastructure) en Inde. Fin 2010, cette compagnie négocie et acquiert Griffin Coal – la plus ancienne compagnie charbonnière d'Australie.

⁵⁶ PT Kaltim Prima Coal est une copropriété entre Rio Tinto et BP Amoco (deuxième producteur de charbon en Indonésie).

⁵⁷ PT Arutmin est le quatrième producteur de charbon en Indonésie.

politiques internes de l'industrie minière de l'Indonésie interdisent également tous mouvements de consolidation étrangers dans le pays. Depuis 2008, les investisseurs étrangers ne peuvent pas posséder plus de 49 % des parts sur les mines indonésiennes. Malgré ces restrictions, de nombreuses compagnies (minières ou de l'énergie) étrangères investissent en Indonésie. Elles investissent essentiellement dans les infrastructures de la chaîne charbonnière telles que l'accès aux réseaux, aux unités de production thermique, aux équipements d'acheminement et aux usines d'écrasement et de nettoyage. Les multinationales BHP-Billiton, Tata Power⁵⁸ et Adani Group⁵⁹ sont présents via des contrats coopératifs. Devenu un des marchés principaux pour les exportations de l'Indonésie, l'Inde investie massivement dans l'industrie indonésienne. Pour assurer l'approvisionnement de sa demande croissante, près de 40 compagnies indiennes sont présentes dans les activités minières indonésiennes.

3) Russie

La répartition géographique des dépôts de charbon thermique de la Russie entraîne de longues distances entre les principales régions d'exploitation et d'extraction et les ports d'acheminement. Cette situation représente un grand handicap pour l'industrie charbonnière russe. Les taux du fret en charge de l'industrie sont élevés, mais restent tout de même relativement plus faibles par rapport à ceux des États-Unis. Aujourd'hui, les ports baltiques et les ports russes programment une série de travaux d'expansion et de développement afin de s'adapter à la demande croissante sur le marché mondial du charbon thermique. Siberian Coal Energy Company (SUEK) – principal producteur de charbon thermique en Russie - a pour objectif d'augmenter sa production annuelle et d'en exporter deux tiers. Début 2007, Gazprom⁶⁰ et SUEK créent une coentreprise basée sur des actifs appartenant à chacun des industries de l'énergie (Gazprom) et du charbon (SUEK). L'objectif de cette association est de renforcer l'efficacité économique de façon significative et d'équilibrer l'utilisation du charbon thermique et du gaz naturel dans le secteur de l'électricité.

⁵⁸ Tata Power est la plus grande compagnie intégrée d'électricité (combustible, logistique, production et distribution) en Inde, avec une importante présence à l'internationale.

⁵⁹ Adani Group est un conglomérat indien. Ses activités principales sont la production d'électricité et la gestion de terminaux portuaires.

⁶⁰ Gazprom est une société anonyme mondiale spécialisée dans l'énergie. Ses principaux secteurs d'activité sont l'industrie du gaz (exploration géologique, production, transport, stockage, traitement et vente), ainsi que la production et la commercialisation de pétrole, de chaleur et d'électricité.

4) Afrique du Sud

Avant 2002, l'exploitation et l'extraction des ressources naturelles se font par des compagnies minières selon la volonté des propriétaires des terres leur accordant des droits d'exploitation. Le système de royalties n'existe pas. L'État contrôle l'industrie minière via la supervision de l'exploitation et l'approbation des réglementaires. En 2002, le gouvernement, ainsi que les compagnies minières, décident un nouveau droit d'exploitation. Selon ce droit, toutes les ressources naturelles deviennent la propriété de l'État. Par la suite, les compagnies minières sur place et les nouvelles entrantes doivent refaire des démarches afin d'obtenir des droits d'exploitation selon les stipulations réglementaires. Les réserves précédemment non exploitées, ou n'atteignant pas le seuil d'exploitation minimale par les anciens propriétaires, deviennent disponibles. L'objectif principal de cette passation de propriété est de donner un nouveau souffle à l'industrie minière et à l'emploi en encourageant de nouvelles petites et moyennes entreprises à entrer sur le marché. En 2006, la production des multinationales présentes en Afrique du Sud - BHP-Billiton, Xstrata et Anglo-American Coal – augmentent, dépassant même la production de Cerrejón (la coentreprise de ces trois multinationales en Colombie). Cette même année, l'espagnol Union Fenosa⁶¹ acquière 70 % des parts de Kangra⁶².

Pour répondre à la demande croissante d'électricité, des centrales thermiques à grande échelle sont en projet de construction. Certains de ces projets sont en association avec d'autres pays voisins tels que le Mozambique, le Zimbabwe et le Botswana. Le but de ces associations est d'approvisionner les deux pays concernés en électricité. La gestion des principaux ports est assurée par le secteur privé. Face à l'attractivité des exportations sud-africaines sur le marché mondial, le gouvernement et les compagnies minières investissent de plus en plus dans l'extension des capacités maritimes et portuaires sur le long terme, mais également dans la construction d'infrastructures modernes.

⁶¹ Union Fenosa est une entreprise espagnole présente principalement sur le marché de la production et de la distribution d'électricité.

⁶² Kangra Coal est une société d'investissement possédant deux opérations minières et des droits d'exportation dans le terminal de Coal Richards Bay en Afrique du Sud.

5) États-Unis

L'industrie minière des États-Unis est intégralement privatisée. Dans certaines régions (e.g. les Appalaches), les coûts de production élevés rendent les méthodes d'extraction souterraine économiquement plus efficaces. De façon générale, les différents coûts miniers augmentent sur le territoire. A l'origine de cette hausse, les régulations étatiques imposant aux compagnies productives d'augmenter leurs provisions et leurs stocks de charbon thermique dans le cadre d'engagement social. Les restrictions environnementales contribuent aussi à la hausse des coûts finaux. Malgré des prix FOB élevés, les exportations américaines gagnent en compétitivité sur le marché international, notamment depuis 2005. Ce gain de compétitivité est essentiellement la conséquence de la surexploitation du gaz de schiste sur le territoire américain. La hausse de la production gazière, entraînant la baisse des prix relatifs du gaz comparé au charbon thermique sur le marché national, mène à une baisse de la demande nationale du charbon thermique, une orientation de la production domestique vers le marché mondial et, par conséquent, la baisse des prix CIF à l'importation du charbon thermique américain. Cependant, la continuité des exportations américaines risque d'être compromise. La construction de nouvelles centrales en faveur du gaz naturel pendant ces dernières années soutient la demande croissante de gaz naturel et, par conséquent, la hausse du prix relatif du gaz naturel par rapport au charbon thermique. Nous développons en détail le cas des États-Unis dans la Section 5.

6) Chine

L'industrie charbonnière chinoise est traditionnellement fragmentée entre les mines publiques et des milliers de mines au sein des villes et des villages. Cette industrie ne cesse de se développer. Nombre d'investissements étrangers se font dans le secteur, permettant la modernisation des grandes mines et l'introduction des nouvelles technologies. Cependant, les coûts élevés de production, les problèmes logistiques internes et de congestion, ainsi que les préoccupations liées à la sécurité du travail et de l'environnement sont des facteurs mènent à la hausse des prix nationaux du charbon thermique par rapport aux prix sur le marché mondial. D'autant plus que, récemment, le gouvernement chinois augmente les impôts et les charges d'utilisation des infrastructures nationales entre les points de production et les ports d'acheminement. L'objectif de cette

politique est de rendre les exportations chinoises plus chères et les importations moins chères. Au final, la Chine s'oriente de plus en plus vers les importations, jusqu'à devenir importatrice nette en 2007. Cependant, les besoins d'électrification et la demande croissante d'énergies de la Chine se heurtent à une rareté sur le marché mondial, entraînant systématiquement la hausse des prix de l'énergie et du charbon thermique. Si les prix sur le marché mondial continuent d'accroître, la Chine augmentera à nouveau ses exportations. Ce pays a le potentiel de redevenir exportatrice nette à n'importe quel moment dans le cas où les prix internationaux excèdent ceux du marché national chinois. Ce comportement relève du statut de *swing supplier* de la Chine.

Le secteur charbonnier chinois est également pris par une vague de consolidations. Le gouvernement procède à la fermeture de milliers de mini-mines (d'une capacité inférieure à 10 000 tonnes). Cette politique ne présume aucune baisse de production, ni hausse des prix. Au contraire, le gouvernement attend de ces mesures une meilleure efficacité et, en général, une orientation vers une structure compétitive compensant la perte de la production des mini-mines. Fin 2010, sept gigantesques compagnies publiques de charbon⁶³ sont créées, produisant plus de 100 Mt annuellement. Cependant, parmi les compagnies charbonnières chinoises, aucune ne possède une part de marché importante, et aucune ne peut influencer significativement et durablement la concurrence sur le marché (Shen, Gao, Cheng, 2012).

Un premier point que nous retenons de cette présentation concerne les mouvements de consolidations (fusions et acquisitions) entre les différentes firmes et les multinationales minières. Le volume de la production et des exportations de charbon des plus grandes compagnies et multinationales en 2009 est présenté dans le Tableau 3.1. Certaines de ces firmes - BHP-Billiton, Anglo-American Coal, Xstrata-Glencore, Vale - sont présentes sur plusieurs pays avec divers activités que ce soit au niveau de la production ou des échanges maritimes. A partir de ces données, nous ne pouvons pas déterminer avec exactitude la part de leurs exportations de charbon thermique dans la demande du marché mondial (i.e. les importations globales). Le volume de la production et des exportations présenté dans ce tableau concerne le charbon dans son ensemble (charbon thermique et charbon sidérurgique). Nous ne possédons pas d'informations complètes et précises ni sur le volume concernant

⁶³ China Shenhua Group, China National Coal Group (ChinaCoal), Datong Coal Mine Group, Shanxi Coking Coal Group, Shaanxi Coal and Chemical Industry Group, Jizhong Energy Group, et Shandong Energy Group.

exclusivement le charbon thermique, ni sur la provenance et la destination des exportations des firmes présentes sur plusieurs pays. Dans la section suivante, nous calculons la part de marché de l'ensemble des pays exportateurs et importateurs afin de déterminer une éventuelle concentration de pouvoir sur le marché mondial.

Tableau 3.1 – Principales firmes exportatrices charbonnières en 2009 (Mt)

Compagnie	Pays (Siège)	Production	Exportations
Peabody	États-Unis	244	na
Rio Tinto	Australie	132	na
Xstrata-Glencore	Suisse	85	79
PT Bumi Resources	Indonésie	63	49
Anglo-American Coal	États-Unis	95	45
PT Adora	Indonésie	41	32
SUEK	Russie	91	31
Kuzbassrazrezugol (KRU)	Russie	46	26
PT Kideco Jaya Agung	Indonésie	24	17
Shenhua	Chine	210	14
Kompania Wglowa	Pologne	42	6
Massey Energy	États-Unis	34	5
China National Coal Group	Chine	125	4
Arch	États-Unis	125	3

Source : A partir de l'IEA, World Energy Outlook 2010

Autre point important à souligner concerne l'existence de deux contraintes récurrentes dans tous les pays exportateurs : les contraintes liées aux capacités de production et aux infrastructures internes, ainsi que les contraintes liées aux capacités d'échanges maritimes. Les premières contraintes concernent le volume des réserves prouvées, les techniques d'extraction (souterraine ou à ciel ouvert), les capacités de stockage du charbon thermique, ainsi que les infrastructures et réseaux du transport interne. Quant aux contraintes liées aux capacités d'échanges maritimes, elles concernent les infrastructures portuaires et maritimes, la capacité du transport maritime (le nombre de vraquiers et leur capacité, ainsi que la capacité de la flotte maritime). Selon qu'elles soient exogènes ou endogènes, libres ou saturées, ces contraintes impactent la configuration du marché mondial et, par conséquent, le cadre structurel dans lequel la décision des exportateurs à entrer sur le marché ou à en sortir est prise.

Section 3. Nature de la concurrence

Depuis 2000, les prix FOB à l'exportation du charbon thermique sont cointégrés (Li, Joyeux et Ripple, 2010). Dans la Section 1, nous montrons que leur évolution est principalement expliquée par un simple mécanisme d'ajustement des écarts entre la demande et l'offre sur les marchés nationaux – ce qui renforce l'hypothèse d'un marché de concurrence pure et parfaite. Or, la présentation de l'organisation interne des exportateurs (en référence à la Section 2) souligne des exemples de fusions et d'acquisitions au sein de ces pays. Ces formes d'alliance sont susceptibles de compromettre (i.e. diminuer) la concurrence sur le marché. Dans notre cas, il nous est indispensable de connaître le cadre structurel exact du marché mondial du charbon thermique – cadre dans lequel la décision de l'exportateur concernant son entrée ou sa sortie est prise.

Dans cette section, nous présentons l'essentiel de la littérature empirique ayant comme objectif de déterminer la nature de la concurrence sur le marché mondial du charbon thermique. Par la suite, afin d'approuver ou réfuter les principaux résultats de la littérature, nous présentons les différents indices mesurant la concentration de pouvoir sur un marché défini en amont. Nous choisissons de calculer l'indice de Hirschman et Herfindahl (HHI) entre 2000 et 2010 pour le marché mondial du charbon thermique afin de déterminer s'il existe un éventuel pouvoir de marché du côté de l'offre (au sein des exportateurs) ou de la demande (au sein des importateurs).

3.1.Littérature descriptive et empirique

Le modèle d'équilibre spatial de Samuelson (1952) est l'approche de modélisation la plus fréquemment utilisée dans le cadre du commerce international des commodités. Ce modèle se base sur l'hypothèse du système de fixation des prix sur des marchés géographiquement séparés. Samuelson (1952) développe un modèle linéaire de maximisation du bien-être afin de déterminer l'équilibre dans des marchés de concurrence pure et parfaite. Ce modèle est par la suite reformulé par Takayama et Judge (1964). Ces derniers proposent un programme quadratique et un algorithme permettant de résoudre l'équilibre partiel de Samuelson (1952). Cette nouvelle version peut s'appliquer à un ensemble de plusieurs commodités hétérogènes. Jusqu'au début des années 1980, ces modèles basés sur l'hypothèse de concurrence pure et parfaite ne reflètent pas la réalité dans le cas du marché international du charbon thermique,

ne parvenant pas à expliquer les flux et les prix observés sur ce dernier (Haftendorn et Holz, 2010). Depuis, plusieurs auteurs tentent de présenter différents scénarii sur la nature de la concurrence afin de déterminer celui pouvant expliquer la configuration du marché du charbon thermique. Pour garder la même cohérence que le deuxième chapitre, nous présentons cette littérature par ordre chronologique afin de percevoir l'évolution de la structure du marché durant les années.

1) Kolstad, Abbey et Bivins (1983, 1984)

Les lacunes des modèles de concurrence pure et parfaite motivent Kolstad et Abbey (1983, 1984) à proposer des modèles de concurrence imparfaite. En se basant sur des analyses structurelles, Kolstad et Abbey (1983) montrent que le marché mondial du charbon thermique ne semble pas être parfaitement concurrentiel. Leurs travaux sont parmi les rares supports se focalisant spécifiquement sur le marché international du charbon thermique et utilisant des valeurs énergétiques pour les différentes qualités de ce dernier.

Kolstad, Abbey et Bivins (1983, 1984) tentent de définir la nature de la concurrence pouvant au mieux expliquer le schéma (en termes de volumes et de prix) du marché du charbon thermique. Leur objectif est de développer des théories alternatives du comportement des producteurs et des consommateurs afin d'expliquer la configuration observée du marché. Ainsi, ils comparent différentes natures de concurrence sur le marché en 1980 et 1990. L'hypothèse est que l'exercice d'un pouvoir de marché de la part de certains agents sur le marché permet d'expliquer le volume des échanges observé et anticipé. Ils vérifient cette hypothèse en appliquant un modèle théorique d'équilibres multiples imparfaits. Différentes natures de concurrence sont analysées : la concurrence pure et parfaite, un monopole à la Cournot-Nash (Afrique du Sud), un duopole (Afrique du Sud et Australie), un duopole-monopsonne (Afrique du Sud, Australie et Japon) avec une frange concurrentielle représentant les autres producteurs (États-Unis, Canada, Pologne, Chine et Colombie). Leur résultat montre que le scénario concernant un duopole (Afrique du Sud et Australie) et un monopsonne (Japon) procure une configuration des flux et des prix la plus proche de la configuration actuelle (celle de 1980) et anticipée (celle de 1990). Un des inconvénients du modèle de Kolstad, Abbey et Bivins (1983) est qu'il n'introduit aucune contrainte de capacité (de quelconque nature).

2) Yang et al. (2002)

Ces auteurs comparent deux scénarii possibles pour expliquer le schéma actuel du marché américain du charbon thermique : la concurrence pure et parfaite et un modèle d'équilibre spatial à la Cournot. Ils résolvent ce dernier avec un programme de complémentarité linéaire. Les données utilisées sont des données exprimées en valeur énergétique (tonne équivalant charbon). L'usage de ces données permet de prendre en compte le facteur de qualité. Les résultats des deux scénarii - en termes de volume échangé et de prix - sont dès lors comparés à la configuration actuelle du marché américain du charbon thermique. La structure de concurrence pure et parfaite procure des résultats plus réalistes.

3) Haftendorn et Holz (2010)

Haftendorn et Holz (2010) analysent la nature de la concurrence sur le marché du charbon thermique, ainsi que l'évolution récente des prix à travers une application empirique. Ils développent deux modèles d'équilibre partiel. Le premier modèle est basé sur les quantités (*Coal Model Trade* ~ COALMOD Trade (CMT)) ; le second sur les valeurs énergétiques des différentes qualités du charbon thermique (*Coal Model Trade-Energy* ~ COALMOD Trade-Energy (CMT-E)). Ils introduisent également deux contraintes : une contrainte concernant les capacités de production et une contrainte concernant les capacités d'échanges maritimes. Ils comparent deux scénarii possibles concernant la nature concurrentielle du marché – la concurrence pure et parfaite, et la concurrence à la Cournot – sur les années 2005 et 2006. Leurs principaux résultats montrent que la structure de concurrence parfaite explique mieux les flux et les prix actuels sur le marché mondial du charbon thermique. De même que les valeurs énergétiques sont mieux adaptées pour expliquer le schéma structurel de ce marché.

4) Trüby et Paulus (2012)

Une approche similaire à celle de Haftendorn et Holz (2010) est également utilisée par Trüby et Paulus (2012). Ils analysent l'équilibre sur le marché du charbon thermique en 2006 et 2008 en testant deux scénarii possibles de structure concurrentielle : la concurrence parfaite et la concurrence par la quantité (à la Cournot) des exportateurs principaux. Sur les deux années, ils montrent que le modèle basé sur une concurrence à la

Cournot ne parvient pas à expliquer la configuration du marché mondial (i.e. les volumes échangés et les prix). Leurs résultats pour l'année 2006 sont similaires à ceux d'Haftendorn et Holz (2010) ; à savoir que la structure de concurrence pure et parfaite parvient mieux à expliquer l'équilibre sur le marché du charbon thermique. Cependant, ce type de concurrence ne parvient pas à reproduire la configuration du marché en 2008. Selon les auteurs, la totalité des capacités d'échange (des exportations et des importations) n'est pas utilisée en 2008 (i.e. la contrainte concernant les capacités d'échange est saturée). Selon eux, soit il existe des contraintes de capacité exogènes (e.g. des problèmes de congestion), soit des stratégies non concurrentielles plus sophistiquées exercées par les exportateurs sont la cause de la hausse des prix en 2008.

Nous constatons que depuis les années 2000 et jusqu'en 2008, la nature de la concurrence qui parvient au mieux d'expliquer le schéma du marché mondial du charbon thermique est celle de la concurrence parfaite (Haftendorn et Holz, 2010 ; Trüby et Paulus, 2012). En 2008, la configuration du marché reflète davantage les fondamentaux d'une concurrence à la Cournot. En d'autres termes, il paraît évident que la structure du marché mondial du charbon thermique est concurrentielle. L'impact des différentes contraintes concernant les capacités de production et d'échanges maritimes sur le schéma du marché est tout de même à prendre en considération.

3.2.Indices de concentration de pouvoir

Afin d'approuver ou de réfuter les principaux résultats de littérature exposée précédemment, nous analysons le pouvoir de marché potentiel du marché mondial du charbon thermique. Cette analyse aide à identifier la structure de marché (Frech III, Langenfeld et McCluer, 2004 ; Dietsch, 2007). Même si l'absence de barrières à l'entrée (dans notre cas, les coûts du transport maritime) est une condition nécessaire, elle n'est pas suffisante pour conclure sur l'absence de pouvoir de marché (OCDE, 2006). Dans le chapitre précédent, nous citons les indices indirects permettant d'établir l'existence d'un éventuel pouvoir substantiel sur un marché pertinent défini en amont (OCDE, 2008). Outre les barrières à l'entrée, les parts de marché font partie de ces indices. Par conséquent, il existe une corrélation entre le pouvoir de marché et les parts de marché (Warell, 2005 ; OCDE, 2008). Dans cette partie, nous utilisons donc cet indice afin de déterminer la présence ou l'absence d'une concentration

de pouvoir. Plusieurs mesures font le lien entre la part de marché des acteurs et la concentration de pouvoir (Magnan de Bornier, 1991) :

Ratio de concentration (*Concentration Ratio*)

Ce ratio représente la part de marché (S_i) cumulée des $n^{\text{ièmes}}$ firmes les plus importantes sur le marché sur un ensemble de N firmes ; $CR = \sum_{i=1}^n (S_i)$, $n \in N$. Les plus communs et fréquemment utilisés sont celui des quatre plus grandes firmes (CR_4) et celui des huit plus grandes firmes (CR_8). Ce ratio est facile à employer, mais reste tout de même sommaire et partiel.

Indice de Hannah et Kay (*Hannah-Kay Index, 1977*)

Cet indice est la somme de la part de marché cumulée des firmes présentes sur un marché portée à la puissance α ; $HKI = \sum_{i=1}^N (S_i)^\alpha$, avec $\alpha > 0$. Le choix de α reste arbitraire - ce qui rend le résultat de cet indice approximatif.

Indice de Hirschman et Herfindahl (*Hirschman-Herfindahl Index*)

Cet indice est la somme de la part de marché cumulée de toutes les firmes sur le marché ; $HHI = \sum_{i=1}^N (S_i)^2$. Le HHI est une version de l'indice de Hannah et Ray (1977) où $\alpha = 2$. Le HHI est le plus robuste des indices de concentration. Le calcul de cet indice nécessite des données couvrant la totalité de l'industrie.

Indice d'entropie (*Entropy Index*)

Cet indice est calculé en pondérant les parts de marché par le logarithme népérien de la part de marché ; $E = \sum_{i=1}^N S_i \ln S_i$. Dans le cas où les N firmes sont de taille égale avec la même part de marché, l'indice d'entropie est $-\ln(N)$. Une valeur égale à 0 fait référence à un marché de monopole.

3.2.1. Indice de Hirschman et Herfindahl (HHI)

Nous décidons de retenir l'indice de HHI afin de déterminer la présence ou l'absence de concentration de pouvoir sur le marché mondial du charbon thermique. Cet indice est le plus complet, le plus robuste et le plus utilisé en droit de la concurrence (Verouden, 2004 ; OCDE, 2006). L'indice HHI représente la distribution de la taille relative des acteurs d'un secteur

défini. Comme mentionné précédemment, il est calculé en additionnant le carré des parts de marché de tous les acteurs dans un secteur donné (version générale du HHI) ;

$$HHI = \sum_{i=1}^N (S_i)^2 \quad (1)$$

Il existe une autre version de l'indice HHI, à savoir l'indice HHI normalisé ;

$$HHI \text{ normalisé} = \sum_{i=1}^N \frac{HHI - \frac{1}{N}}{1 - \frac{1}{N}} \quad (2)$$

Où HHI est la version standard calculée par l'expression (1). Selon l'expression (2), le HHI normalisé varie entre $(1/N)$ et 1. La valeur $(1/N)$ correspond à un marché concurrentiel ; la valeur 1 à un marché monopolistique. L'indice de HHI (général ou normalisé) augmente quand le nombre des firmes diminue, mais aussi quand la disparité de la taille entre les firmes augmente. Plus le HHI d'un secteur est élevé, plus la probabilité quant à l'existence d'une concentration de pouvoir est forte. L'HHI est généralement utilisé soit en valeur absolue, soit en variation. L'expression de la variation du HHI (Δ) permet de comparer le degré de concentration de pouvoir ex-ante et ex-post une opération de concentration, telle une fusion, une collusion ou une acquisition. Les différents seuils de valeur du HHI font la distinction entre une situation d'absence, de faible ou de forte concentration de pouvoir. L'*European Commission's Guidelines* (2003) fixe trois seuils pour le HHI (version général) dans lesquels aucun comportement portant atteinte à la concurrence est identifiable. L'*US Guidelines of the Department of Justice* (2003) présente également trois seuils d'interprétation pour le HHI. Cependant, ces derniers permettent d'identifier des secteurs avec une forte concentration ou des marchés susceptibles de diminuer la concurrence *post-merger*. Par la suite, nous retenons les seuils de l'*US Guidelines of the Department of Justice* (2003) afin d'interpréter nos résultats – car plus précis et aboutis.

European Commission's Guidelines (2003)

- 1) Un HHI inférieur à 1 000 ($HHI < 1\,000$) ;
- 2) Le seuil $1\,000 < HHI < 2\,000$ avec une variation *post-merger* $\Delta < 250$;
- 3) Le seuil $HHI > 2\,000$ avec une variation *post-merger* $\Delta < 150$.

US Guidelines of the Department of Justice (2003)

- 1) Le seuil $1\,500 < \text{HHI} < 2\,500$ représente un secteur avec peu de risque de concentration ou modestement concentré ;
- 2) Le seuil $\text{HHI} > 2\,500$ avec une variation $\Delta < 200$ représente un secteur fortement concentré ;
- 3) Le seuil $\text{HHI} > 2\,500$ avec une variation $\Delta > 200$ souligne la présence de comportements susceptibles d'augmenter le pouvoir de marché.

3.2.2. Indice de HHI sur le marché mondial du charbon thermique

Nous calculons l'indice de HHI à la fois du côté de la demande (i.e. la part de marché des importateurs dans les exportations globales) et du côté de l'offre (i.e. la part de marché des exportateurs dans les importations globales). N'ayant pas de données concernant l'activité des différentes firmes sur le marché mondial du charbon thermique, nous calculons les indices HHI à partir des pays présents sur ce marché. Le calcul du HHI nécessite, en amont, la définition du marché pertinent et une connaissance précise des flux commerciaux. Dans les deux chapitres précédents, nous déterminons le marché selon les critères de produit (le charbon thermique) et selon les critères géographiques (un marché mondial). Ainsi, dans le calcul de l'indice de HHI, nous devons prendre en compte tous les pays présents sur le marché maritime du charbon thermique. Les données concernant les exportations et les importations, ainsi que l'information sur l'origine et la destination des échanges sont issues des rapports annuels *Coal Information* de l'IEA sur une période d'observation de onze années (2000-2010). Nous retenons 37 pays importateurs et 22 pays exportateurs⁶⁴. Nous présentons nos résultats dans le Tableau 3.2.

Tableau 3.2 - HHI du marché mondial du charbon thermique

HHI	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Offre	1137	1075	1132	1145	1095	1266	1236	1286	1303	1599	1070
Demande	1025	1109	1073	1045	1026	960	977	969	1021	986	1421

Source : Calcul de l'auteur

⁶⁴ En réalité, nous avons 36 pays importateurs et 21 pays exportateurs. Cependant, n'ayant pas connaissance sur les destinations d'une partie des importations et sur les origines d'une partie des exportations, nous assimilons ces quantités « inconnues » à un 37^{ème} importateur et un 22^{ème} exportateur.

L'indice de HHI du côté de l'offre (la demande) concerne donc les exportateurs (importateurs) et représente la somme cumulée de leurs parts de marché sur chaque année d'observation. Nous constatons que, sur la durée d'observation, nos indices se situent dans le premier seuil de valeur fixé par l'*US Guidelines of the Department of Justice* (2003), à savoir $1\ 500 < \text{HHI} < 2\ 500$. Par conséquent, le marché mondial du charbon thermique est un marché sur lequel aucun comportement ne porte atteinte à la concurrence et il existe peu de risque de concentration de pouvoir de la part des différents pays. Nos résultats confirment donc le fait que le marché mondial du charbon thermique est un marché concurrentiel. La disparité des réserves prouvées, la facilité d'entrée sur le marché, la cointégration des prix des différents bassins géographiques, ainsi que le nombre des pays présents sur le marché diminuent le risque de concentration de pouvoir (Ellerman, 1995 ; Warell, 2005 ; Martin-Amouroux, 2008). En termes comparatifs, nos résultats nous montrent également que l'indice de HHI des exportateurs est globalement supérieur à celui des importateurs (excepté en 2001 et 2010). L'activité des exportateurs est par conséquent plus concentrée que celle des importateurs. Ce résultat s'explique par le biais du nombre moins important d'exportateurs comparé aux importateurs sur le marché.

Section 4. Modélisation théorique du comportement des exportateurs

Depuis les années 2000, nous constatons que certains pays entrent sur le marché mondial du charbon thermique et exportent vers des zones géographiques et des points de demande géographiquement éloignés. Les pays liens et les *swing supplier* font partie des profils d'exportateurs présents sur différentes régions géographiques. Le niveau des coûts du transport maritime et du fret exclusivement ne parvient pas à expliquer le schéma du marché mondial du charbon thermique. En d'autres termes, ces coûts ne représentent pas de solides barrières à l'entrée et à l'activité des exportateurs durant ces années. Dans cette section, nous modélisons de façon théorique le comportement d'un exportateur confronté à des coûts du transport maritimes, afin de déterminer les facteurs expliquant son éventuelle entrée sur le marché mondial du charbon thermique. Notre modèle étant statique, la décision de l'exportateur est une stratégie *one-shot*. Face à de faibles effets de déplétion des réserves prouvées (en référence au Chapitre 1), il n'existe pas de perte de généralité ou d'exactitude à faire une analyse statique au lieu d'une analyse dynamique (Cremer et Weitzman, 1976 ; Kolstad, Abbey et Bivins, 1983).

4.1. Présentation du modèle théorique et notation

Nous considérons le cas d'un pays exportateur i . Les fonctions de demande sur son marché national et sur le marché mondial sont respectivement $p_d = a - q_d$ et $p_e = \beta (a - q_e)$ (Anton, Vander Weide et Vettas, 2002), avec p_d et q_d le prix et la quantité consommée sur le marché domestique, p_e et q_e le prix et la quantité exportée sur le marché mondial, a le prix de réserve. β est un proxy représentant l'inverse de l'élasticité de la demande sur le marché mondial. En d'autres termes, plus β augmente, plus l'élasticité de la demande sur le marché mondial en valeur absolue diminue. L'offre totale de ce pays est égale à Q . A présent, l'exportateur i doit prendre une décision quant à entrer ou non sur le marché mondial. Il doit ainsi faire un arbitrage : soit consommer la totalité de son offre, soit exporter la totalité de son offre, soit partager son offre entre son marché domestique (i.e. la consommation nationale) et le marché mondial (i.e. les exportations). Nous nous situons dans un cadre de concurrence à la Cournot. Les exportateurs sont indépendants (dans un jeu non coopératif). Le volume des exportations des autres acteurs étant donc exogène, la fonction de meilleure réponse (de réaction) des ces derniers n'est pas prise en compte dans la fonction de profit de l'exportateur

i. L'objectif de l'exportateur *i* est de maximiser son profit (la variable de décision est la quantité d'exportation q_e) :

$$\begin{aligned} \text{Max } \Pi_{q_e}(q_e, q_d) &= p_d q_d + p_e q_e - \tau q_e & (3) \\ \text{s. c. : } Q &= q_d + q_e \end{aligned}$$

avec $\Pi(q_e, q_d)$ le profit de l'exportateur et τ le coût unitaire du transport maritime. Comme mentionné auparavant, l'exportateur est contraint à répartir la totalité de son offre Q entre sa propre consommation sur le marché national (q_d) et/ou l'exportation sur le marché mondial (q_e), compte tenu d'une différentiation du prix du charbon thermique égale au coût unitaire du transport maritime et du fret (τ). Nous considérons ce coût τ exogène. Il est déterminé en amont sur le marché mondial du transport maritime selon le type et la capacité des vraquiers disponibles, ainsi que les caractéristiques des routes maritimes, la distance et le type du trajet (à temps, au voyage, régulier, irrégulier, à la demande) (Lipsey et Weiss, 1974 ; Prewo, 1978). Quant à l'expression de la contrainte $Q = q_d + q_e$, elle correspond à celle des capacités de production. Cette contrainte fait référence au volume des réserves prouvées, aux techniques d'extraction et de production, mais aussi à la variation - la création ou l'épuisement - des stocks⁶⁵. En introduisant la contrainte dans le programme de maximisation du profit (Équation 3), nous avons ;

$$\text{Max } \Pi(q_e, q_d) = (a - (Q - q_e)) (Q - q_e) + (\beta (a - q_e) - \tau) q_e \quad (4)$$

Nous posons l'hypothèse quant à une solution intérieure. Ainsi, les conditions de premier ordre (FOC) et de second ordre (SOC) sont tels que :

$$\text{(FOC)} \quad 2Q - 2q_e - a - 2\beta q_e + a\beta - \tau = 0 \quad (5)$$

$$q_e^* = \frac{2Q - a + \beta a - \tau}{2(1 + \beta)} \quad (6)$$

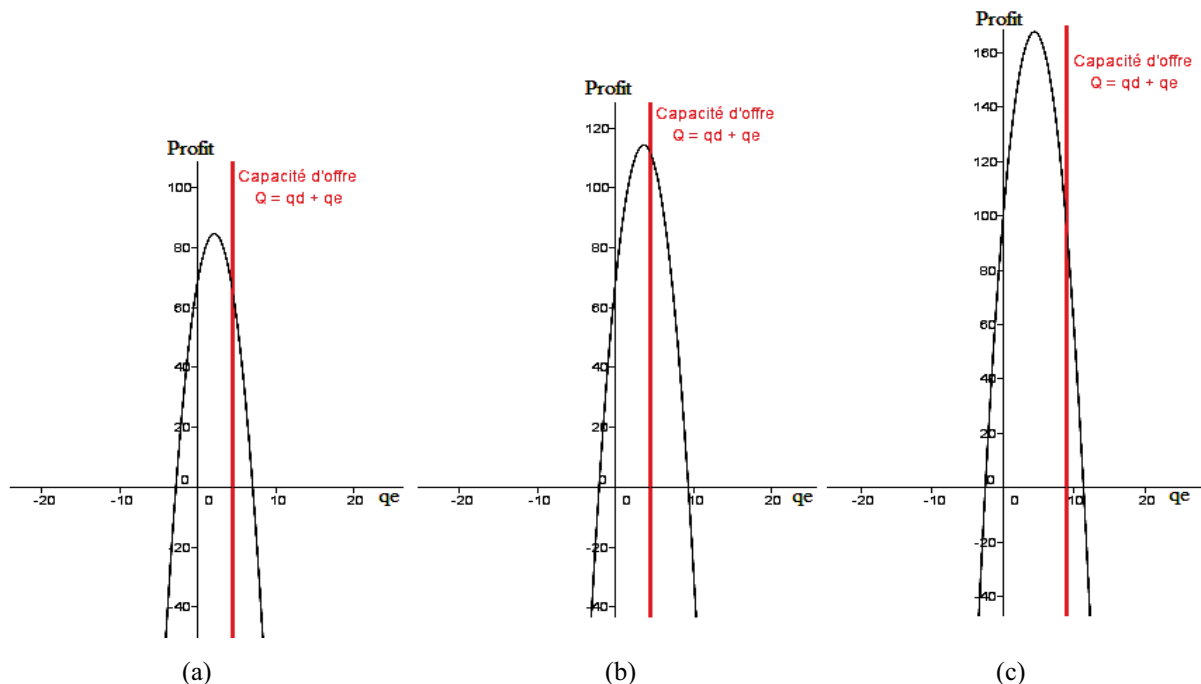
$$\text{(SOC)} \quad 2(-1 - \beta) < 0$$

⁶⁵ Rappelons que la variation des stocks s'évalue telle que : $\Delta \text{ Stocks} = (\text{Production} + \text{Importations})_t - (\text{Consommation} + \text{Exportations})_t$. Ainsi, pour un pays exclusivement exportateur, la contrainte est $Q = q_d + q_e = (\text{Production})_t + \Delta \text{ Stocks}$.

Remarque : Il est possible de démontrer que $\Pi'(q_e) \geq 0, \forall q_e \leq q_e^*$ et $\Pi'(q_e) \leq 0, \forall q_e \geq q_e^*$.

La fonction de profit de l'exportateur est donc une fonction strictement concave. Par conséquent, il existe une solution globale et unique à notre modèle. Nous constatons que la décision de l'exportateur i à entrer sur le marché ou à s'en retirer dépend de plusieurs facteurs. Parmi lesquels, sa capacité d'offre Q et les coûts du transport maritime et du fret τ . La solution de premier ordre exprime une relation négative entre la quantité exportée sur le marché mondial (q_e) et le coût unitaire du transport maritime ($\frac{\partial q_e}{\partial \tau} < 0$), ainsi qu'une relation positive entre q_e et l'offre totale de l'exportateur ($\frac{\partial q_e}{\partial Q} > 0$) (Figure 3.2). En d'autres termes, une hausse des capacités d'offre (i.e. de production et de stockage), ainsi qu'une baisse des coûts du transport maritime et du fret incitent l'entrée des exportateurs sur le marché mondial du charbon thermique.

Figure 3.2 – Profit de l'exportateur i en fonction de q_e



La figure (a) correspond au profit strictement concave de l'exportateur i à l'équilibre (solution intérieure). Nous varions les paramètres du coût unitaire du transport maritime τ et de la contrainte d'offre Q afin de voir leur impact sur le profit de i .

Ainsi, la figure (b) montre que, toutes choses égales par ailleurs, une baisse du coût unitaire du transport maritime τ a un impact positif sur la quantité exportée (q_e augmente avec la baisse de τ).

La figure (c) montre que, ceteris paribus, un relâchement de la contrainte (i.e. une augmentation des capacités d'offre) mène à la hausse de la quantité exportée sur le marché mondial.

Source : Simulations de l'auteur

À l'équilibre, nous pouvons également montrer que l'élasticité de la demande sur le marché mondial (\mathcal{E}_e) est $\mathcal{E}_e = \frac{2Q - 3a - a\beta - \tau}{2Q - a(1 - \beta) - \tau}$, et que $\mathcal{E}'(\beta) \geq 0$ du moment que nous supposons que le prix de réserve a est suffisamment important ($a \geq Q$). Par conséquent, un β élevé représente une demande inélastique sur le marché mondial. En d'autres termes, quand β augmente, la valeur absolue d' \mathcal{E}_e diminue.

A présent, nous déterminons les solutions en coin. Nous déterminons ainsi les intervalles de β correspondant aux différentes décisions d'arbitrage prises par l'exportateur i . La première solution en coin désigne la situation dans laquelle l'exportateur i décide de ne pas entrer sur le marché mondial. Par conséquent, il n'exporte rien et consacre la totalité de son offre à son propre marché national. Dans ce cas, $q_e^* < 0$ et le profit $\Pi(q_e)$ est monotone décroissant. Ainsi, $q_e^{**} = 0$. En remplaçant la valeur de q_e^{**} dans l'expression (6), nous déterminons β_o tel que ;

$$\beta \leq \beta_o = \frac{a + \tau - 2Q}{a} \quad (7)$$

Remarque : Nous pouvons démontrer que $\beta_o \geq 0$, du moment où nous supposons que le prix de réserve a est suffisamment important. Dans ce cas, $a \geq 2Q - \tau$. L'exportateur i a tout intérêt à consacrer la totalité de son offre à son marché national quand la demande sur le marché mondial est très élastique.

La deuxième solution en coin désigne la situation dans laquelle l'exportateur décide d'exporter la totalité de son offre. Dans ce cas, $q_e^* \geq Q$ et le profit $\Pi(q_e)$ est monotone croissant. La stratégie de l'exportateur est donc $q_e^{**} = Q$. Selon l'expression (6), nous avons ;

$$\beta \geq \beta_l = \frac{a + \tau}{a - 2Q} \quad (8)$$

Remarque : En posant l'hypothèse quant à un prix de réserve a suffisamment élevé, nous avons $(a - 2Q)$ étant significatif. Dans ce cas, une demande mondiale très inélastique incite l'exportateur i à entrer sur le marché mondial et à exporter la totalité de son offre.

Selon l'équation (9), nous pouvons également démontrer que $\beta_1 \geq \beta_o$ pour $a > 2Q$ et $a \geq Q - (\frac{\tau}{2})$. Par conséquent, la solution intérieure se situe entre β_o et β_1 . Dans cet intervalle, l'exportateur i partage la totalité de son offre Q entre le marché mondial (q_e) et son marché national (q_d).

$$\beta_1 - \beta_o = \frac{2Q(2Q - 2a - \tau)}{a(2Q - a)} \quad (9)$$

Nous évoquons précédemment que certains exportateurs entrent sur le marché mondial et sur des zones géographiquement éloignées, et cela même dans des périodes de coûts du transport maritime et du fret élevés. Dans le cadre de notre modèle, il est donc intéressant de déterminer la relation entre la quantité exportée q_e et l'élasticité de la demande sur le marché mondial (représentée par le proxy β). Ainsi, selon l'expression (6), nous avons ;

$$\frac{\partial q_e^*}{\partial \beta} = \left(\frac{1}{2}\right) \left(\frac{2a - 2Q + \tau}{(1 + \beta)^2}\right) \quad (10)$$

Cette expression est positive quand $a \geq (Q - \frac{\tau}{2})$. Ce qui signifie que l'exportateur i est davantage incité à entrer sur le marché mondial et à exporter une plus grande part de son offre totale quand la demande sur ce marché est très inélastique (β très élevé), et cela malgré des coûts du fret élevés.

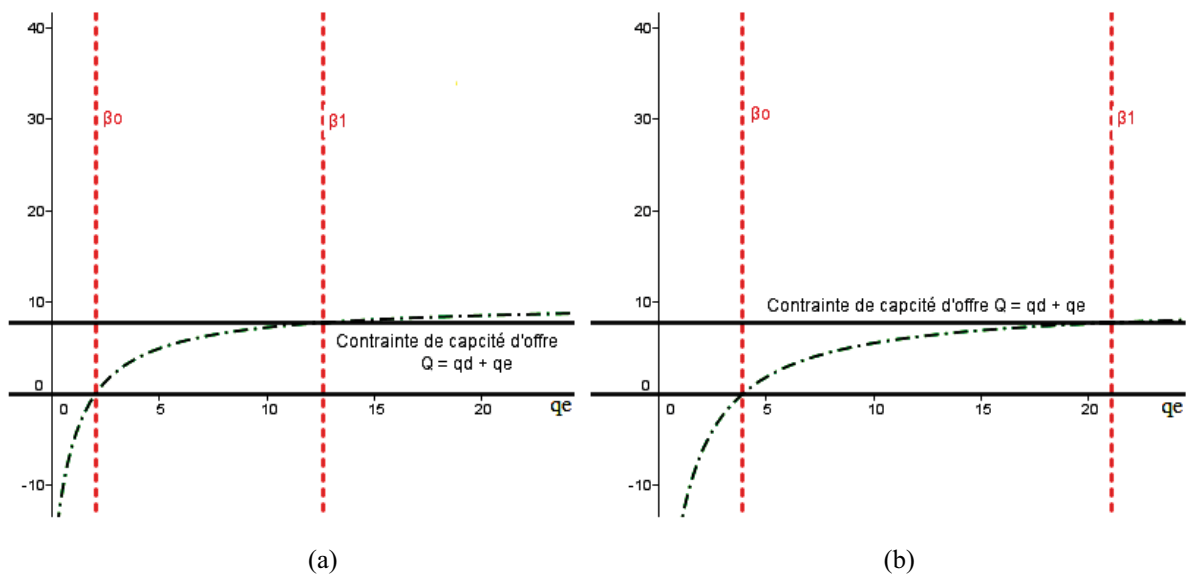
4.2.Résultats théoriques et interprétation

Notre objectif est de déterminer les facteurs expliquant la décision d'un exportateur i à orienter son offre sur le marché mondial plutôt que sur son marché domestique, compte tenu d'une différentiation des prix égale aux coûts du transport maritime entre ces deux marchés, ainsi que des contraintes de capacités d'offre. En d'autres termes, nous cherchons à comprendre l'entrée sur le marché mondial des exportateurs confrontés à des coûts du fret maritimes. La solution à notre modèle est telle que :

$$q_e^{**} = \begin{cases} 0 & \text{pour } \beta \leq \beta_o \\ q_e^* & \text{pour } \beta \in [\beta_o, \beta_1] \\ Q & \text{pour } \beta \geq \beta_1 \end{cases}$$

Notre résultat stipule que la décision d'un exportateur i concernant son entrée sur le marché mondial du charbon thermique dépend non seulement du niveau des coûts du transport maritime, mais également de l'élasticité de la demande sur le marché mondial (via β). De fait, à partir d'un certain seuil d'élasticité de la demande, l'impact des coûts du transport maritime et du fret sur la décision des exportateurs à entrer sur ce marché diminue ; voir est neutralisé (Figure 3.3). Face à une demande mondiale très inélastique, les exportateurs géographiquement éloignés des zones de demande entrent tout de même sur le marché mondial et exportent une partie plus importante de leur capacité d'offre (Kolstad et Abbey, 1983). De fait, afin de compenser l'impact des coûts du fret et du transport maritime, la demande sur le marché maritime doit être suffisamment inélastique pour permettre l'entrée des exportateurs et de les inciter à exporter une plus grande partie de leur offre totale.

Figure 3.3 – Décision d'entrée de l'exportateur i selon les seuils de β et de τ



Source : Simulations de l'auteur

La Figure 3.3(a) correspond à la solution de notre modèle. Les seuils β_o et β_1 font référence à nos solutions en coin. Ainsi, à un niveau de $\beta < \beta_o$, l'exportateur i décide de ne rien exporter ($q_e^* < 0$). Dans l'intervalle $[\beta_o, \beta_1]$, l'offre totale est partagée entre le marché mondial et le marché national de i . Plus β augmente, plus la demande sur le marché mondial

est inélastique et la part de Q exportée sur le marché mondial augmente. Au-delà du seuil de β_1 , la totalité de l'offre Q est exportée sur le marché mondial ($q_e^* \geq Q$). Par la suite, nous modifions le paramètre du coût unitaire du fret (τ). Ainsi, la Figure 3.3(b) montre que, suite à une hausse du coût unitaire du fret, l'exportateur i décide d'entrer sur le marché mondial si et seulement si la demande sur ce dernier est inélastique. Nous constatons que les seuils de β_0 et β_1 augmentent. En d'autres termes, l'élasticité de la demande sur le marché mondial en valeur absolue doit être suffisamment faible pour que l'exportateur i entre sur le marché mondial, malgré des coûts du transport maritime et du fret élevés. Par conséquent, la demande sur le marché mondial nécessite d'être très inélastique pour contrebalancer l'impact des coûts du transport maritime et du fret élevé sur la décision d'un exportateur à entrer sur le marché mondial.

Dans des cas où les coûts du transport ne sont pas négligeables comparé aux coûts à l'exportation et composent un élément important des prix sur le marché mondial, la théorie des avantages comparatifs basée sur des critères géographiques ne parvient pas à déterminer le schéma du marché pertinent (Prewo, 1978 ; Martin, 2005). En d'autres termes, le désavantage géographique – menant à des coûts du transport maritime et du fret plus élevés – ne constitue pas une barrière à l'entrée et à l'activité des pays exportateurs. Nos résultats théoriques montrent ainsi que les exportateurs confrontés à des coûts plus élevés sont tout de même incités à entrer sur le marché mondial quand la demande sur ce dernier est inélastique.

La configuration du marché mondial du charbon thermique est symptomatique de nos résultats. Nous l'évoquons dans notre deuxième chapitre : depuis les années 2000, les échanges de charbon thermique sont en constante hausse (à l'exception de 2008, conséquence de la crise économique). Malgré des variations à la hausse du taux de fret et des coûts du transport maritime, les liens d'unification augmentent. De nouveaux entrants gagnent petit à petit des parts de marché. De fait, le marché mondial est dans une situation de très forte demande, notamment de la part des pays émergents d'Asie et d'Amérique latine. Le taux de dépendance aux importations du charbon thermique ne cesse d'augmenter. La surexploitation des capacités d'offre afin de répondre à la demande sur le marché mondial rend ce dernier très sensible aux événements et aux incidents limitant la production et les échanges et, par conséquent, influençant les prix. Par conséquent, l'élasticité de la demande en valeur absolue sur le marché mondial diminue. Dans cette situation, les exportateurs ont tout intérêt à entrer sur le marché, à exporter sur les zones de demande même si géographiquement éloignées et à

des coûts du fret élevés. Cette décision les conduit à diminuer leurs coûts de production et leur prix FOB, afin de contrebalancer l'impact des coûts élevés du transport maritime et de devenir plus compétitifs.

Section 5. Cas d'analyse – États-Unis

L'impact des coûts du transport maritime sur la décision des exportateurs à entrer ou à sortir du marché varie selon, entre autres, l'élasticité de la demande sur le marché mondial (i.e. l'élasticité des exportations). En d'autres termes, face à une demande inélastique sur le marché maritime, l'impact des coûts du fret et du transport maritime est faible, voir neutralisé (Prewo, 1978). Quand l'élasticité de la demande par rapport à la variation des prix sur le marché mondial est très faible (en valeur absolue), les exportateurs ayant des coûts de production élevés (e.g. les *swing suppliers*) et ceux géographiquement éloignés des zones de demande (e.g. les pays liens) entrent tout de même sur le marché, même face à des coûts du transport maritime élevés.

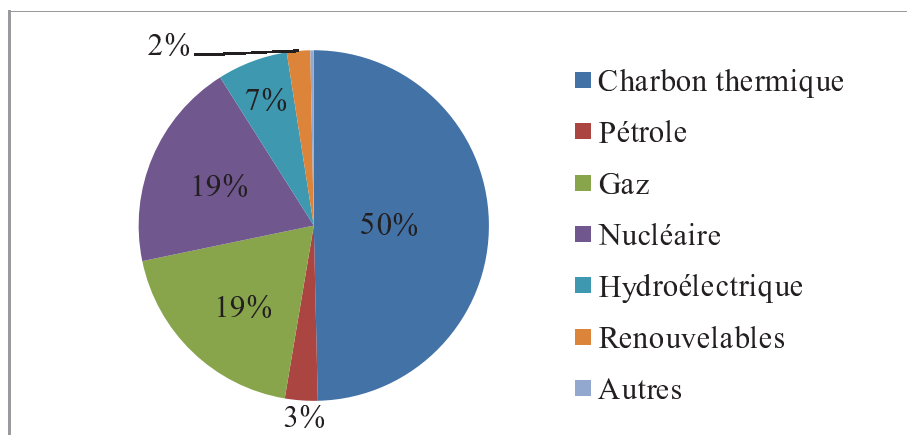
Dans cette section, nous développons l'exemple des États-Unis afin de mieux comprendre le jeu et l'impact des divers facteurs orientant ce pays à entrer sur le marché mondial ou à s'en retirer. Nous mettons également en lumière l'impact des contraintes concernant les capacités de production et d'échanges. L'exemple de ce pays est d'autant plus intéressant et symptomatique de nos résultats théoriques dans la mesure où, depuis la surexploitation du gaz de schiste sur ce territoire en 2005, les États-Unis exportent de plus en plus de charbon thermique et sur des distances de plus en plus longues, malgré les fluctuations (essentiellement à la hausse) du niveau général des coûts du transport maritime et du fret.

5.1. Avant 2005

La part du charbon thermique et du gaz dans la production d'électricité, la répartition de cette dernière entre les centrales en place (i.e. la détermination d'une capacité de base, de pointe, ou de semi pointe), le retrait des centrales, mais aussi les projets d'investissement dans la construction de nouvelles centrales dépendent de plusieurs facteurs (US EIA, 2012a). Les prix relatifs du charbon thermique par rapport au gaz, les coûts du capital et d'exploitation, les coûts de démarrage et de fermeture des centrales, la fiabilité des énergies, le taux d'émissions, les prix du carbone et des permis d'émission, les contraintes de transmission sur le réseau d'approvisionnement électrique, ainsi que l'utilisation des technologies de captage et de stockage de CO₂ font partie de ces facteurs (Christie, 2012).

Aux États-Unis, le classement du *merit order*⁶⁶ peut être différent d'un État à un autre. En moyenne, le charbon thermique et le nucléaire sont les deux sources d'énergie utilisées dans la production électrique de base (US EIA, 2012a). Le gaz, le pétrole et l'hydraulique sont quant à eux utilisés dans la production en périodes de pointe et/ou la production intermédiaire. Dans certaines régions du pays, l'abondance de l'hydraulique permet une production à la fois de base et de pointe (e.g. le fleuve de Columbia en Colombie-Britannique). La Figure 3.4 montre la production nette d'électricité par source d'énergie thermique aux États-Unis en 2005.

Figure 3.4 – Génération nette d'électricité par source d'énergie en 2005



Source : US EIA Electric power monthly, 2014

Si nous nous limitons qu'à la place du charbon thermique et du gaz dans la production électrique, à partir de ce *merit order* général, nous pouvons déduire deux faits. Premièrement, la sensibilité de la production électrique face aux variations de la demande en électricité est plus faible pour les centrales à charbon thermique par rapport à celles au gaz – les premières étant utilisées dans la production de base, les secondes dans la production de pointe et/ou intermédiaire (Christie, 2012). Ensuite, selon les estimations de l'US EIA (2012a), l'élasticité prix croisés aux États-Unis est estimée à 0,17 entre charbon/gaz et à 0,14 entre gaz/charbon. Ces estimations soulignent le fait que les deux énergies sont faiblement substituables. Par conséquent, changer des centrales thermiques à gaz aux centrales thermique au charbon, et inversement, dans le processus de production d'électricité dépend que faiblement des prix

⁶⁶ La logique du *merit order* (préséance économique) consiste à utiliser les différentes centrales thermiques selon leurs coûts marginaux du plus faibles au plus élevés. Le *merit order* ne prend en compte que les coûts variables. Il intègre également en permanence les retraits. Par conséquent, le *merit order* est influencé par les différentes politiques énergétiques nationales. Selon le pays, les émissions de CO₂ peuvent être prises en considération et impacter le classement du *merit order*.

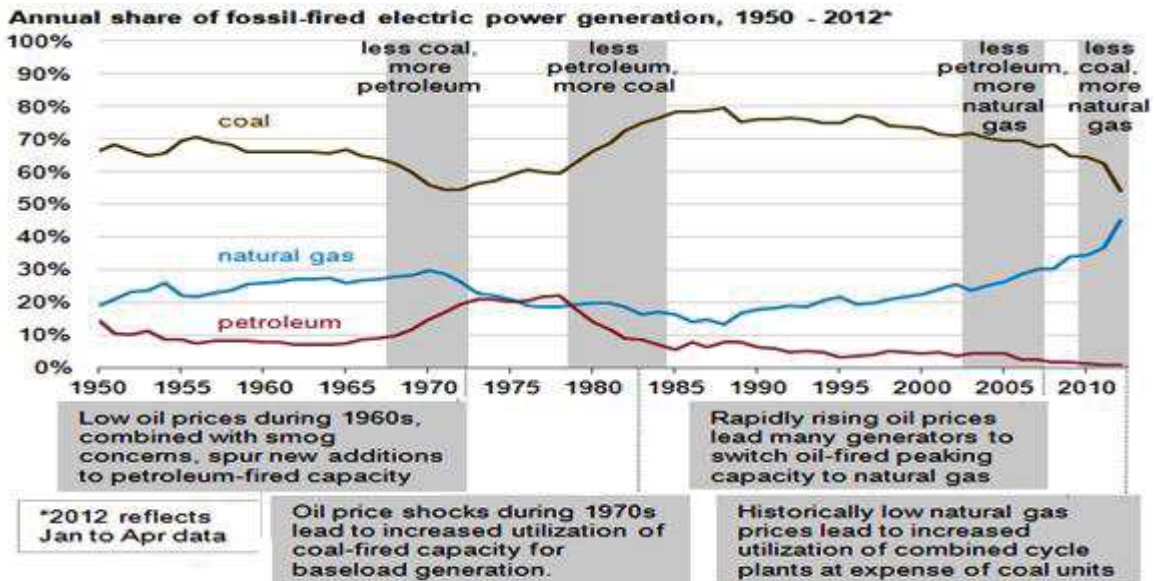
relatifs. Ce résultat est cohérent avec la structure américaine de production d'électricité. La majorité des centrales sont conçues pour utiliser qu'une seule source d'énergie, surtout les centrales utilisées dans la production de base. Ces dernières sont même limitées à un certain degré d'utilisation, contraintes par des mesures de fiabilité et environnementales.

5.2. Après 2005 – Marché national

En 2005, l'essor surprenant de la production du gaz de schiste change la tendance. Il est même question de « révolution du gaz de schiste » (Cornot-Gandolphe, 2013). En 2009, les États-Unis deviennent le premier producteur de gaz au monde, devant la Russie. En 2010, la production américaine du gaz de schiste est estimée au alentour de 150 Gm³ (contre seulement 20 Gm³ en 2005). Cette production est l'équivalent de 25 % de la production de gaz du pays, contre seulement 2 % en 2000 (US EIA *Annual Energy Review 2011*). De 2011 à 2012, l'exploitation du gaz de schiste sur le territoire américain augmente de 30 %, atteignant les 39 % fin 2012 (US EIA, 2013a). La surproduction du gaz de schiste mène à la hausse de la consommation gazière en général et de la consommation du gaz de schiste en particulier (une hausse de 30 % entre 2005 et 2012).

La forte augmentation de la production gazière américaine, basée essentiellement sur le développement de la production du gaz de schiste, amène une nouvelle indépendance énergétique aux États-Unis. L'abondance de cette production sur le territoire mène à la baisse du niveau général du gaz et, par conséquent, des prix relatifs du gaz par rapport au charbon thermique. Depuis, la consommation du gaz dans la production de l'électricité, notamment dans la production de base, augmente au détriment du charbon thermique (Figure 3.5). La réaction de la production électrique des centrales à charbon augmente face aux variations de la demande en électricité ; signe que l'utilisation de ces dernières se déplace vers la production de pointe. Jusqu'en 2008 où il y a un reclassement du *merit order* général aux États-Unis (Cornot-Gandolphe, 2013). Pour la première fois en Avril 2012, la part du charbon thermique et du gaz naturel dans la production d'électricité est égale et atteint 32 % chacune (US EIA, 2012g). Les capacités thermiques du gaz augmentent de 96% entre 2000 et 2012 ; celles du charbon thermique restent quasi inchangées. En 2013, la moitié des capacités additionnelles dans la génération de l'électricité concerne les centrales à gaz – l'équivalent de 6 860 MW, contre seulement 1 507 MW concernant les centrales thermiques à charbon (US EIA, 2014b).

**Figure 3.5 – Part annuelle des énergies fossiles dans la production d'électricité
(1950 - Avril 2012)**



Source : US EIA (2012c)

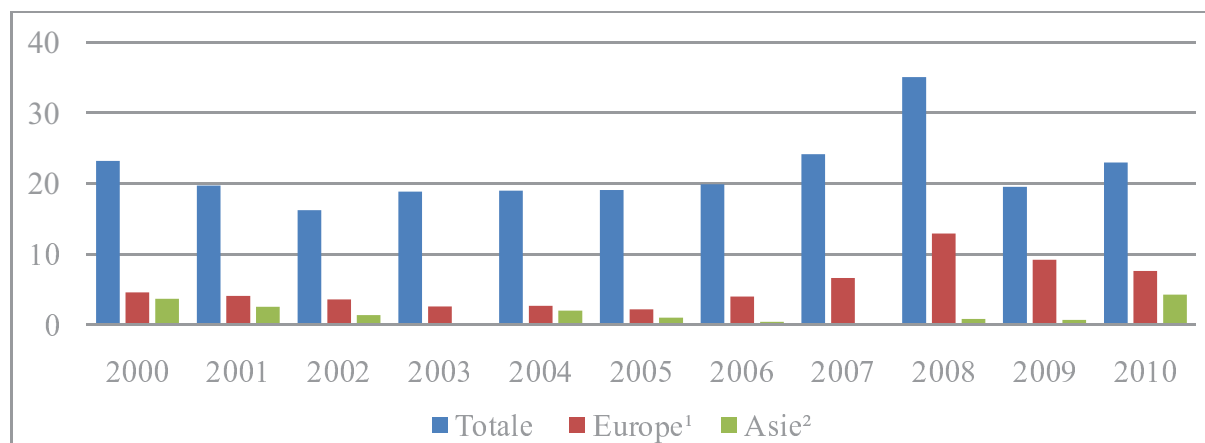
Ce changement structurel est important tant sur le marché domestique des États-Unis que sur le marché mondial du charbon thermique. Suite à la baisse des prix relatifs du gaz par rapport au charbon thermique et au reclassement du *merit order*, la consommation du charbon thermique diminue notamment dans la production électrique. Par conséquent, la production domestique du charbon thermique peine à s'écouler sur le marché national. Les stocks créés de charbon thermique augmentent davantage. Nous le montrons dans le chapitre précédent (en référence à la sous-section 3.2), les tests LIFO des États-Unis sont supérieurs à 100% depuis 2006 – résultats qui coïncident à des périodes de création de stocks. Une solution pour écouler l'excédent d'offre nationale du charbon thermique est les exportations. La production s'oriente donc de plus en plus vers le marché mondial. Dès lors, l'abondance de l'offre américaine sur le marché mondial entraîne une baisse générale des prix, attirant non seulement les importateurs européens, mais également les consommateurs asiatiques.

5.3. Après 2005 – Marché mondial

Comme nous le montre la Figure 3.6, les exportations globales des États-Unis sont en hausse depuis 2005. La baisse affichée après 2008 s'explique essentiellement par la baisse des activités économiques due à la crise. L'abondance de l'offre américaine sur le marché domestique et, par la suite, sur le marché mondial mène à la baisse des prix FOB à

l'exportation et des prix CIF à l'importation du charbon thermique américain – rendant ainsi ce dernier plus attractif. Les exportations américaines percent donc sur les différentes régions géographiques, et cela malgré des coûts du transport maritime et du fret à la hausse depuis 2006 (excepté en 2008).

Figure 3.6 - Évolution des exportations américaines (Mt)



(1) L'Europe regroupe les 27 pays de l'Union Européenne.

(2) Le marché asiatique prend en compte la Chine, l'Inde, la Corée du Sud et le Japon.

Source : A partir de l'IEA, rapports annuels Coal Information

5.3.1. Exportations vers le bassin Euro-Atlantique

Les exportations vers les pays européens sont à la hausse depuis 2005. En 2012, les exportations américaines vont même jusqu'à doubler par rapport à l'année précédente (Nodé-Langlois, 2013). Les prix du gaz naturel, dont font face les compagnies électriques en Europe, restent actuellement élevés, car indexé à ceux du pétrole dans le cadre d'accords à long terme. Les prix relatifs élevés du gaz comparé au charbon thermique sur le marché mondial renforce donc la ruée des exportations américaines en Europe. Par conséquent, en 2012, la part du charbon dans le bouquet énergétique des *EU-27* passe de 27 % à 30 %, et cela au détriment du gaz naturel qui diminue de 21 % à 17 %.

Avec l'augmentation des exportations américaines, le charbon thermique gagne ainsi du terrain et sa consommation est loin de devenir nulle. Cette source d'énergie thermique reste un élément clé du bouquet énergétique européen et de sa production d'électricité. Ce retour massif au charbon thermique est beaucoup plus important en Allemagne. L'écart entre le

clean spark spread et le *clean dark spread*⁶⁷ s’y creuse davantage (Cornot-Gandolphe, 2013). D’autant plus que les politiques nationales - éliminant toutes aides et subventions pour le développement et la restructuration de l’industrie charbonnière allemande depuis 2005 - mènent ainsi à la stagnation de la production, notamment du lignite. Cette situation est également soutenue par la remise en question du nucléaire et de sa part dans la production d’électricité à cause de l’insécurité de l’industrie – même si les libéraux et les conservateurs tentent quand-même de diriger les faveurs envers le nucléaire plutôt que le charbon thermique. Au final, la dépendance aux importations augmente afin de répondre à la demande des centrales à charbon allemandes. La part du charbon vapeur dans la production d’électricité augmente de 5 % et celle du gaz naturel diminue de 15 %. Les centrales thermiques allemandes gagnent environ 32 \$/MWh (25,2 €/MWh) en fonctionnant avec du charbon thermique et perdent 1,5 \$/MWh (1,1 €/MWh) quant elles fonctionnent au gaz naturel (Chazan et Wiesmann, 2013).

Dans d’autres pays européens, le retour au charbon thermique est davantage compromis et se heurte à des mesures environnementales. Même si faibles, ces contraintes sont bel et bien présentes. Au Royaume-Uni, les vieilles centrales à charbon ne répondant plus aux normes de la directive européenne sont contraintes de fermer. Désormais, la totalité des nouvelles centrales à charbon doivent absolument être équipées des nouvelles technologies de captage et de stockage de CO₂. Les Pays-Bas introduisent une nouvelle taxe sur la consommation du charbon vapeur. L’Espagne met un terme aux subventions dans le secteur charbonnier. Quant à la France, elle met en place de nouveaux systèmes de quotas de CO₂ poussant certains opérateurs (EDF, E-ON) à fermer des centrales faute de rentabilité. Le Danemark et la Finlande annonce la suppression progressive du charbon thermique dans leur production d’électricité. Nous constatons ainsi que l’emprise du charbon américain sur les pays européens ne semble pas être unanime.

⁶⁷ Le terme *Clean Spark Spread* concerne toute centrale électrique à gaz. Il fait référence au revenu net du générateur compte tenu des prix du marché de l’électricité, du gaz, ainsi que des permis d’émission. Quant au terme *Clean Dark Spread*, il concerne les générateurs électriques à charbon thermique. Ainsi, dans le calcul du revenu net, il prend en compte les prix du charbon vapeur. Ces deux mesures sont des proxys estimant la rentabilité des centrales. Ainsi, nous calculons les deux *Clean Spread* de la façon suivante :

$$\text{Clean Spark Spread} = E - G - (n * P_x(\text{pe}))$$

$$\text{Clean Dark Spread} = E - C - (n * P_x(\text{pe}))$$

Avec : E, le prix de l’électricité ; G, le prix du gaz ; C, le prix du charbon thermique ; n, le nombre de permis d’émission ; P_x (pe), le prix unitaire du permis d’émission.

Pour autant, les préoccupations environnementales et les mesures engagées par ces pays européens ne semblent pas freiner le regain d'intérêt du charbon thermique de façon générale en Europe. Paradoxalement, un des facteurs jouant en faveur du charbon thermique et notamment des importations américaines est les très faibles prix des quotas de CO₂. En un an, le prix du CO₂ baisse, passant de 16,5 \$ en 2011 à presque la moitié (9 \$) en 2012. Des estimations sont utilisées comme indicateur et outil de prévisions quant au choix d'investissement des centrales électriques pour l'Union Européenne (IEA, 2011a ; Christie, 2012). Ces estimations prennent en compte les technologies disponibles actuelles. Elles sont basées sur des hypothèses concernant les prix réels moyens futurs des énergies et du carbone :

- 1) Le prix minimum et maximum du gaz sont respectivement estimés à 9 \$/MBtu et 11,5 \$/MBtu ;
- 2) Le prix du charbon est constant et estimé à 105 \$/t ;
- 3) Le prix de la tonne de CO₂ est entre 0 \$/t et 130 \$/t.

Dès lors, différents scénarii sont construits :

- 1) Dans le premier scénario, le prix du gaz est le minimum. Dans ce cas, si le prix du CO₂ est inférieur à 20 \$/t, les centrales à charbon ultra-super-critiques sont la meilleure option d'investissement. Avec le prix de la tonne de CO₂ entre 20 \$ et 95 \$, l'investissement s'oriente vers les centrales à gaz à cycles combinés. Si le prix du CO₂ est au-delà des 95 \$/t, le meilleur investissement est celui des centrales à charbon avec la technologie CCS.
- 2) Dans le second scénario, le prix du gaz est le maximum. Dans ce cas, si la technologie de CCS se commercialise, les centrales à gaz à cycles combinés ne sont jamais l'option d'investissement, et cela indépendamment du prix de la tonne de carbone. Par contre, si la CCS ne se commercialise pas, avec la tonne de CO₂ à plus de 60 \$, l'investisseur opte pour les centrales à gaz.

Depuis 2013, la croissance de la demande européenne du charbon thermique diminue. La stabilité, voir la baisse des prix du gaz naturel indexés à ceux du pétrole, ralentit cette croissance (Martin-Amouroux, 2014). Aujourd'hui, la demande en Europe est soutenue principalement par l'Allemagne, la Pologne et la Turquie.

5.3.2. Exportations vers le bassin Asie-Pacifique

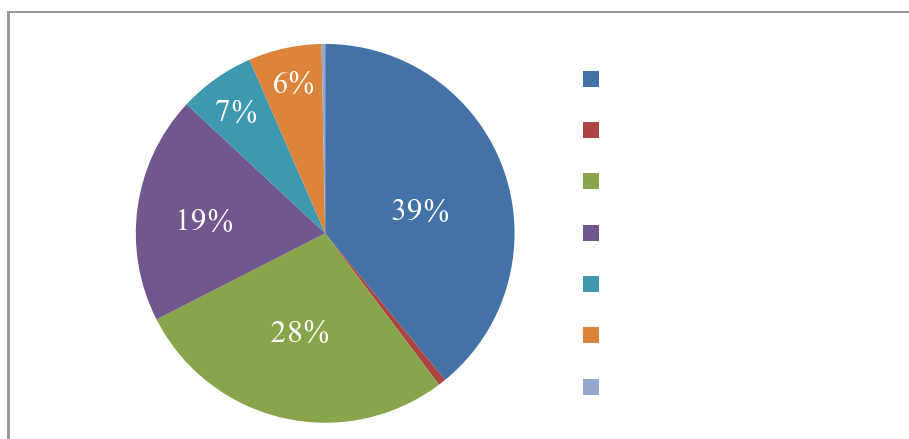
Les européens ne sont pas les seuls à profiter des prix faibles du charbon thermique sur le marché mondial. La Chine, devenue importatrice nette depuis 2007, mais également l'Inde et la Corée du Sud augmentent leurs importations en provenance des États-Unis (IEA *Coal Information 2011*). Depuis 2008, les exportations américaines à destination de ces pays asiatiques ne cessent d'augmenter (en référence à la Figure 3.6). Pourtant, sur ces années, les coûts du fret et du transport maritime sont également à la hausse. Nous constatons donc que, malgré ces coûts élevés, les États-Unis exportent tout de même vers des pays géographiquement éloignés. La décision des États-Unis à exporter vers ce bassin est fortement orientée par une demande inélastique des pays asiatiques. Ainsi, l'inélasticité de la demande sur le marché mondial réduit l'impact des coûts du transport maritime, incitant les États-Unis à entrer sur ce marché. La présence des États-Unis avive ainsi la concurrence, notamment entre les exportateurs historiques du bassin et les pays liens (Australie, Indonésie, Afrique du Sud, Russie).

Presque la totalité (90 %) des exportations américaines à destination des pays asiatiques est acheminée par les ports à l'est et au sud-est du territoire, tels les ports de Norfolk (Virginia), de la Nouvelle Orléans (Louisiane), de Baltimore (Maryland), de Mobile (Alabama) et de Houston-Galveston (Texas) (US EIA, 2012e). En 2012, les capacités du port de Baltimore – environ le double de l'intégralité des ports européens - sont entièrement consacrées à l'exportation du charbon thermique vers le bassin asiatique. Cependant, la durabilité de ces exportations vers les pays émergents d'Asie n'est pas sans difficulté et se heurte à des contraintes d'infrastructure. Une grande partie de la production est réalisée dans le Wyoming (à l'ouest) et le Montana (au nord). Les réseaux de transport en partant de ces États jusqu'aux ports d'acheminement sont peu développés et donc, très coûteux. Une des solutions entreprises est d'exporter la production de ces deux régions via les ports de Washington (à l'extrême nord-ouest) et d'Oregon (au nord-ouest). Cependant, même à l'ouest du pays, les capacités d'échanges et portuaires sont très limitées. Afin de diminuer ces contraintes, plusieurs projets sont en vue tels la construction de nouveaux ports dans la région nord-ouest du Pacifique et au Canada. Ainsi, le charbon thermique est expédié par voies ferroviaires jusqu'à ces ports pour être exporté par la suite vers les marchés asiatiques principalement.

5.4.Situation actuelle – Marché national et mondial

Aujourd'hui, l'avenir des centrales à charbon thermiques aux États-Unis est des plus incertains (Martin-Amouroux, 2014). La disponibilité future du gaz naturel à faibles coûts (essentiellement dû au gaz de schiste) sur le territoire américain est un facteur important déterminant l'évolution du secteur électrique et des centrales thermiques à charbon aux États-Unis. En 2013, les prix du charbon thermique baissent de 2 % par rapport à l'année précédente (de 2,40 \$/MBtu à 2,35 \$/MBtu) ; ceux du gaz naturel augmentent de 34,2 % (de 2,75 \$/MBtu à 3,69 \$/MBtu). Par conséquent, le jeu des prix relatifs change la tendance à court terme et mène à la hausse du charbon thermique dans la production d'électricité (Figure 3.7). Au final, l'utilisation croissante des capacités des centrales thermiques à charbon mène à l'augmentation de la production d'électricité de ce type de centrales de 5 %.

Figure 3.7 – Génération nette d'électricité par source d'énergie en 2013



(1) Moins de 0,5 %.

Source : US EIA Electric power monthly, 2014

En 2014, la situation change à nouveau. Le recours aux centrales thermiques à gaz augmente au détriment de celles au charbon thermique. Ce revirement de situation est stimulé par des facteurs tels que la baisse des prix du gaz, l'augmentation des retraits des centrales à charbon thermique (à un rythme plus faible qu'annoncé) et des capacités du nucléaire, les coûts de construction plus faibles des nouvelles centrales à gaz comparé à celles au charbon, ainsi que la baisse de la demande d'électricité (US EIA *Annual Energy Outlook*, 2014). Ce dernier facteur est lui-même le résultat du changement de comportement des consommateurs, de la hausse de l'utilisation de la production décentralisée, de la hausse des standards d'efficacité, des programmes d'incitation à l'utilisation des énergies renouvelables, ainsi que

de l'imposition des réglementations environnementales (US EIA, 2014c). D'autant plus que, présenté en 2013, un projet a pour objectif de limiter les émissions de CO₂ des centrales thermiques à charbon de grande puissance (plus de 25 MW). Dès lors, la construction de nouvelles centrales thermiques à charbon ne serait possible sans la mise en place d'un dispositif de captage et de stockage de CO₂ – technologie immature et toujours au stade de prototype. Selon les projections de *l'Annual Energy Outlook* de l'US EIA (2014), la part du gaz naturel et du charbon thermique dans la production d'électricité est respectivement de 35 % et 32 % en 2040.

Quant à la place des États-Unis sur le marché mondial, les exportations américaines diminuent depuis leur niveau record en 2012 (US EIA, 2014e). Cette baisse est la conséquence d'une baisse de la demande européenne, d'une baisse de la croissance économique en Asie (notamment en Chine), ainsi que d'une hausse des exportations en provenance de l'Australie et de l'Indonésie. Au premier trimestre 2013, les principaux importateurs du charbon thermique américain sont les Pays-Bas (2,7 Mt), le Royaume-Uni (2,4 Mt), l'Italie (1,2 Mt), l'Allemagne (1,07 Mt), et la France (1,04 Mt) en Europe, mais également la Chine (840 mille tonnes) et la Corée du Sud (656 mille tonnes) en Asie, ainsi que le Maroc (418 mille tonnes) en Afrique du Nord. De façon générale, sur cette année, les exportations des États-Unis sont de 51 Mt vers le bassin européen, 27 Mt à destination du bassin Asie-Océanie, 13 Mt vers l'Amérique centrale et Amérique du Sud, ainsi que 4 Mt vers le continent africain. De juin 2013 à juin 2014, les importations européennes en provenance des États-Unis diminuent de 7,4 Mt. Sur cette même période, la part des importations d'Asie dans les exportations américaines augmentent, même si le volume des échanges diminue de 2,4 %.

Conclusion

Dans un cadre structurel de concurrence à la Cournot, l'impact négatif des coûts du transport maritime et du fret diminue face à une demande de plus en plus inélastique. Dans ce cas, ces coûts ne représentent pas une barrière solide face à l'entrée et l'activité des exportateurs sur un marché mondial ayant une demande très inélastique. Depuis les années 2000 et jusqu'en 2010, la configuration du marché mondial du charbon thermique est symptomatique et révélateur de ce résultat. Comme mentionné dans le chapitre précédent, face à une faible production domestique – voir nulle - et des coûts nationaux élevés⁶⁸, les pays consommateurs s'orientent davantage vers le marché mondial afin de répondre à leur demande de charbon thermique. C'est principalement le cas des pays émergents d'Asie, mais également des pays européens. Ainsi, sur ces onze années, nous constatons un taux de dépendance aux importations de plus en plus élevé (IEA *Coal Information*, 2011 ; BP *Energy Outlook 2030*, 2012) ; ce qui rend la demande sur le marché mondial plus inélastique. Cette forte demande inélastique incite les exportateurs à entrer sur le marché mondial et à exporter une plus grande partie de leur capacité d'offre et cela même vers les points de demande géographiquement éloignées. C'est le cas de la Russie, de l'Australie et de l'Afrique du Sud en tant que pays liens, mais également la Chine et les États-Unis comme *swing supplier*.

Nous développons le cas des États-Unis afin de souligner nos résultats théoriques. Depuis 2005, l'augmentation de la capacité d'offre de charbon thermique suite à la surproduction du gaz de schiste, mais surtout la forte demande mondiale inélastique permet à ce pays d'exporter des volumes plus importants vers les pays européens, mais notamment vers les pays émergents d'Asie – et cela malgré son désavantage géographique qui engendrent des coûts du fret et du transport maritime plus élevés. Le manque de données complètes et à une fréquence suffisamment significative - essentiellement sur les coûts du transport maritime et les coûts unitaires du fret des différentes routes maritimes, mais également sur les prix nationaux et internationaux du charbon thermique - ne nous permet pas d'apporter une analyse empirique avec une application numérique. Notre démonstration analytique reste donc descriptive. Cependant, cette dernière nous permet de percevoir le jeu et l'impact des

⁶⁸ Les mines difficiles d'accès, les infrastructures et les réseaux de transport internes inadaptés, la suppression des subventions dans l'industrie minière sont des facteurs menant à la hausse des coûts d'exploitation et de production essentiellement en Asie et en Europe. Par conséquent, la hausse des prix nationaux relatifs aux prix sur le marché mondial augmente le taux de dépendance aux importations de ces pays afin de satisfaire leur demande en charbon thermique.

différents facteurs – les capacités d’offre et d’échanges, l’élasticité de la demande mondiale et les coûts unitaires du fret - sur la stratégie d’entrée ou de sortie des États-Unis sur le marché mondial du charbon thermique. D’autant que nos résultats théoriques nous donnent des éléments de réponse pertinents qui confirment nos résultats empiriques des tests LIFO-LOFI du précédent chapitre et, par conséquent, qui expliquent la configuration du marché mondial du charbon thermique de 2000 à 2010.

Conclusion générale

Depuis les années 2000, le marché maritime du charbon thermique entre dans une nouvelle ère. La carte de l'énergie change ; celle du marché du charbon thermique ne fait pas exception. Suivant l'évolution énergétique globale, le centre de gravité du marché mondial du charbon thermique se déplace de l'Europe vers l'Asie. Incité par une forte demande mondiale de plus en plus inélastique, le nombre de pays et d'exportateurs présents sur le marché augmente, ravivant ainsi la concurrence. Le volume échangé par voies maritimes, ainsi que la distance des échanges, ne cessent d'augmenter durant cette décennie. Dans un contexte où les problèmes environnementaux semblent être de plus en plus préoccupants, et malgré l'impact climatique de la combustion du charbon thermique, ce dernier garde toujours sa première place dans la production d'électricité. Nous pouvons dire que le charbon thermique porte bien son surnom de « diamant noir » (Site officiel de Platts).

L'objectif de cette thèse est d'apporter une analyse structurelle du marché maritime du charbon thermique depuis les années 2000. À travers cette analyse, nous cherchons à comprendre l'évolution du marché mondial du charbon thermique et à déterminer les facteurs économiques et institutionnels expliquant le schéma de ce marché de 2000 à 2010. L'intérêt que nous portons à cette analyse augmente d'autant plus avec les importants changements structurels ayant bouleversés le marché du charbon thermique. Parmi ces changements, nous citons la surexploitation du gaz de schiste aux États-Unis depuis 2005, menant à un reclassement momentané du *merit order* américain, mais aussi le changement de profil de la Chine, devenant ainsi importatrice nette depuis 2007. Nous classons nos principaux résultats ci-dessous :

- 1) Dans le premier chapitre, nous définissons le marché mondial en termes de produit. Nous insistons sur le fait que le marché du charbon doit être étudié séparément selon son usage final. Ainsi, nous décidons de retenir que le charbon thermique. À ce choix, plusieurs raisons : l'importance du charbon thermique dans la production d'électricité, la forte croissance de la demande mondiale, ainsi que la hausse de la concurrence entre les différentes énergies thermiques alternatives (notamment avec l'arrivée du gaz de schiste).

- 2) Dans le deuxième chapitre, nous montrons empiriquement que les coûts du transport maritime et du fret ne représentent pas une barrière à l'entrée et à l'expansion solide sur le marché du charbon thermique. Sur les onze années d'observation (2000-2010), l'Australie, l'Afrique du Sud et la Russie en tant que pays liens assurent l'unification du marché du charbon thermique. Les États-Unis et la Chine sont quant à eux les *swing suppliers*. Dans des situations de demande soudaine ou très inélastique, leur intervention permet l'intégration du marché mondial. En résumé, les deux bassins historiques Atlantique et Pacifique représentent des zones géographiques intégrées en un seul marché économique mondial.

- 3) Dans le dernier chapitre, nous cherchons à expliquer la configuration du marché mondial du charbon thermique. Nous montrons précédemment que le niveau général des coûts du fret et du transport maritime exclusivement ne nous le permet pas. En d'autres termes, nous déterminons le(s) facteur(s) incitant les différents pays exportateurs à entrer sur le marché mondial et à être présents sur différentes zones de demande géographiques – même si éloignées et non contiguës. En modélisant le comportement d'un exportateur confronté à des coûts d'entrée égaux aux coûts unitaires du fret et du transport maritime, nous montrons que l'élasticité de la demande sur le marché mondial, ainsi que les conditions d'offre de l'exportateur, sont des facteurs influençant l'entrée ou la sortie des exportateurs. En d'autres termes, malgré des coûts d'affrètement élevés, les exportateurs sont incités à entrer sur le marché et à exporter sur des zones de demande de plus en plus éloignées au fur et à mesure que la demande sur le marché mondial devient davantage inélastique ou que sa capacité d'offre augmente. Ainsi, une demande inélastique ou une hausse de la capacité d'offre de l'exportateur contrebalance, voire neutralise, l'effet négatif des coûts du transport maritime et du fret.

- 4) La modélisation du comportement des exportateurs nécessite de déterminer, en amont, la structure du marché mondial du charbon thermique. Même si très souvent considéré comme un marché concurrentiel, les différents mouvements d'acquisitions et de fusions entre les différents pays, susceptibles de porter atteinte à la concurrence, nous mène à vérifier le degré de cette dernière sur le marché mondial sur notre période d'observation. Pour ce fait, nous calculons les indices de HHI que ce soit du côté de l'offre que du côté de la demande. Nos résultats confirment la structure concurrentielle du marché mondial du charbon thermique depuis 2000. Nous montrons également que l'activité des exportateurs

est plus concentrée par rapport aux importateurs – conséquence du nombre moins important d'exportateurs sur le marché.

- 5) En faisant le lien entre nos résultats empiriques du Chapitre II et nos résultats théoriques du Chapitre III, nous parvenons à expliquer la configuration et le schéma du marché mondial du charbon thermique depuis les années 2000. De fait, la hausse du taux de dépendance des pays consommateurs aux importations mène à une demande mondiale de plus en plus inélastique. Cette forte demande inélastique permet aux exportateurs géographiquement désavantagés et ayant des coûts d'exportation élevés d'entrer sur le marché mondial et d'exporter sur de longues distances. C'est le cas de l'Australie, de l'Afrique du Sud et de la Russie (les liens d'unification), mais aussi des États-Unis et de la Chine (les *swing suppliers*).

De nos jours, les politiques énergétiques sont comme tirillées entre trois objectifs principaux : la compétitivité, la sécurité d'approvisionnement, et l'environnement (Chevalier, 2009). La croissance du charbon thermique se poursuit aujourd'hui principalement dans les économies émergentes qui commencent à bénéficier des avantages sociaux et économiques qu'apporte un approvisionnement d'électricité abordable, fiable et durable (Enerzine, 2013b). Il existe tout de même un cadre mondial propice à la hausse de la concurrence entre les différentes énergies thermiques et, par conséquent, à la baisse de la consommation du charbon thermique. D'un côté, ce cadre est la simple conséquence du jeu des prix relatifs menant à la hausse de la consommation des énergies alternatives. C'est le cas du gaz de schiste aux États-Unis et en Chine, ainsi que du nucléaire et de l'hydraulique au Japon et en Chine notamment. De l'autre côté, la volonté de diminuer la consommation des combustibles fossiles non renouvelables et de réduire les émissions globales de CO₂ via les politiques de transition énergétique s'inscrit également dans ce cadre favorisant la consommation des autres énergies thermiques alternatives.

Cependant, aucune énergie n'est parfaite. Le gaz naturel est certes moins polluant que le pétrole et le charbon thermique, mais reste plus cher à transporter. Le nucléaire reste fortement critiqué pour ses problèmes de déchets et les risques d'accident le concernant. L'énergie solaire et l'énergie éolienne sont encore des énergies intermédiaires. L'hydraulique est limitée par la disponibilité de sites appropriés. Quant à l'industrie charbonnière, tout comme les autres industries liées aux énergies fossiles, elle est confrontée à un défi majeur :

concilier la consommation accrue du charbon thermique avec la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre liées aux activités humaines. Ainsi, le développement de l'industrie thermique et de la consommation du charbon vapeur nécessite l'introduction et l'utilisation des techniques d'augmentation d'efficacité énergétique, des technologies du charbon propre (*clean coal*) et des méthodes de captage et stockage de CO₂.

La question de l'accès aux ressources et réserves énergétiques et de leurs prix reste tout de même très présente. Selon Chevalier (2009), la crise climatique et environnementale ne supplante pas la question de l'accès à l'énergie abordable, mais la superpose et mène à une nouvelle crise de l'énergie. Le challenge de toute source d'énergie est d'être développé de façon à faire face aux challenges économiques, sociaux et environnementaux du XXI^e siècle. Dorénavant, l'évolution future du marché mondial et des marchés nationaux du charbon thermique reflète davantage les incertitudes concernant les risques et les vulnérabilités énergétiques, les préoccupations environnementales et les politiques climatiques, ainsi que les diverses perspectives technologiques.

Suggestions pour des travaux futurs

Pour terminer, nous proposons deux pistes de recherche dont l'apport peut être très intéressant et générateur d'information complémentaire pour une compréhension plus complète du schéma du marché mondial du charbon thermique. Leur application nécessite néanmoins une base de données complète et pertinente. Un des principaux problèmes rencontrés durant la réalisation de cette thèse est le manque considérable de données complètes, continues, et à fréquence significative. Dans le cadre d'un marché mondial, constituer une base de données incluant tous les pays présents sur le marché est très difficile, notamment des données concernant les différents coûts et prix. D'autant plus que nous faisons le choix d'analyser le marché maritime du charbon thermique exclusivement - ce qui rend l'accès aux données concernant chaque type et qualité de charbon plus compliqué. Un dernier problème concerne l'accès aux données de certains pays qui, dans notre analyse, ont un rôle très important et dont l'exclusion biaise fortement la pertinence de l'analyse économique. La Chine, la Russie et la Corée du Sud, entre autres, font partie de ces pays. Nous proposons ci-après ces deux pistes :

- 1) Nous l'évoquons dans le deuxième chapitre : il existe plusieurs indices directs et indirects à évaluer dans l'étude de structure de marché afin de déterminer une éventuelle concentration de pouvoir. Tout au long de cette thèse, nous faisons le choix d'analyser empiriquement que les indices indirects, à savoir les barrières à l'entrée et les parts de marché. Ces indices correspondent le mieux à l'objectif de cette thèse qui est l'analyse du cadre structurel du marché pertinent du charbon thermique. Concernant les indices directs, nous apportons une présentation descriptive des pratiques ayant un effet anticoncurrentiel (en référence au Chapitre III – Section 2) et une analyse théorique de l'impact de l'élasticité de la demande (en référence au Chapitre III – Section 4). Nous pensons intéressant d'évaluer les autres catégories d'indice, notamment ceux en lien avec la structure des prix et des coûts, tels que la rentabilité et le pouvoir de marché. Ces indices peuvent apporter des informations supplémentaires pour compléter notre analyse.

- 2) Concernant notre modèle théorique du Chapitre III, de façon générale, nos résultats correspondent à un comportement considéré comme une capacité de court terme (*one shot-run capacity*) (Abbey et Kolstad, 1983). Outre la demande fortement inélastique sur le marché mondial ou un relâchement de la contrainte d'offre, nous supposons que l'entrée des exportateurs peut être la conséquence du comportement des importateurs voulant diversifier leurs points d'offre et leurs sources d'approvisionnement du charbon thermique. Cette volonté des importateurs peut refléter celle de réduire les risques dans un marché à prix volatiles et instables. Par conséquent, une analyse portée sur le comportement des importateurs n'est pas sans intérêt. De même, dans la continuité de notre modèle théorique, une application numérique peut inévitablement apporter des informations intéressantes concernant la configuration du marché mondial. Cette application permet de distinguer de façon empirique le degré d'impact des différents facteurs – capacité d'offre, élasticité de la demande mondiale, prix de réserve, coût unitaire du fret - sur la décision des différents profils d'exportateur (pays liens et *swing supplier*).

Bibliographie

- [1] Abbey, David S. et Kolstad, Charles D. (1983), *The structure of international steam coal markets*, Natural Resources Journal 23, p. 859-891
- [2] Angelier, Jean-Pierre (1981), *Le charbon, industrie nouvelle*, Revue d'Économie Industrielle, Vol. 16, 2^{ème} trimestre, p. 1-15
- [3] Anton, James J., Vander Weide, James H. et Vettas, Nikolaos (2002), *Entry auctions and strategic behavior under cross-market price constraints*, International Journal of Industrial Organization, Vol. 20, p. 611-629
- [4] Argus Coal Daily International (2013), *Methodology and specifications guide*,
- [5] Asteriou, Dimitrios et Hall, Stephen G. (2007), *Applied Econometrics – A modern approach*, Edition Palgrave MacMillan, p. 278-340
- [6] Atkinson, Scott E. et Halvorsen, Robert (1976), *Interfuel substitution in steam electric power generation*, Journal of Political Economy, Vol. 84, No. 5, p. 959-978
- [7] Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics (ABARE, 2010a), *Energy in Australia*, Department of Resources Energy and Tourism, Australian Government
- [8] Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics (ABARE, 2010b), *Australia's identified mineral resources*, Department of Resources Energy and Tourism, Australian Government
- [9] Bain, Joe S. (1956), *Barriers to new competition*, MA, Harvard University Press
- [10] Baranes, Edmond ; Mirabel, François et Poudou, Jean-Christophe (2007), *Concentration des marchés et comportements collusifs : des conflits entre HHI et seuil de collusion*, Centre de Recherche en Économie et Droit de l'Énergie (CREDEN), Cahier N° 07.01.68, p. 1-17
- [11] Baruya, Paul (2007), *Supply costs for internationally traded steam coal*, IEA Clean Coal Center, Tech. Report
- [12] Bessereau, Geneviève et Sanière, Armelle (2008), *Charbon : ressources, réserves et production*, Panorama 2008, IFP Énergies Nouvelles, p. 1-9
- [13] BGR (2009), *Reserves, resources, availability*, Energy Resources, Energierohstoffe
- [14] BP (2012), *Energy Outlook 2030*
- [15] BP Statistical Review of World Energy (de 2009 à 2014)

- [16] Campbell, Thomas C. et Hwang, Ming-Jeng (1978), *Spatial analysis and the identification of coal markets*, The Journal of Energy and Development, Vol. 4, Issue 1, p. 104-125
- [17] Carlton, Dennis et Perloff, Jeffrey (1994), *Modern industrial organization*, HarperCollins Publishers
- [18] Chang, Hui-Shung (1995), *Examining hard coal coking price differentials – A hedonic pricing approach*, Resources Policy, Vol. 21, No. 4, p. 275-282
- [19] Chazan, Guy et Wiesmann, Gerrit (2013), *Shale gas boom sparks EU coal revival*, The Financial Times
- [20] Chevalier, Jean-Marie (2009), *Les nouveaux défis de l'énergie : Climat-Économie-Géopolitique*, Économica, pp. 300
- [21] Christie, Edward Hunter (2012), *A second life for natural gas demand in Europe ?*, Energy Strategy Reviews 1, p. 62-65
- [22] Coal Industry Advisory Board (2010), *International coal market & policy developments in 2009*
- [23] Coleman, Andrew (2009), *A model of spatial arbitrage with transport capacity constraints and endogenous transport prices*, American Journal of Agricultural Economics 91(1), p. 42-56
- [24] Colley, Peter (1998), *Trading practices in the coal market : application of the theory of bilateral monopoly to the Australia-Japan coal trade*, Resources Policy, Vol. 24, No. 1, p. 59-75
- [25] Commissariat Général au Développement Durable (2014a), *Chiffres clés de l'énergie*, Service de l'Observation et des Statistiques, Édition 2013
- [26] Commissariat Général au Développement Durable (2014b), *Les émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie dans le monde en 2011*, Service de l'Observation et des Statistiques, N° 490
- [27] Conférence des Nations Unies sur le Commerce et le Développement, *Étude sur les transports maritimes*, Rapport du Secrétariat de la CNUCED (de 2001 à 2011)
- [28] Cornot-Gandolphe, Sylvie (2013), *Global coal trade – From tightness to oversupply*, Institut Français des Relations Internationales (IFRI), Gouvernance Européenne et Géopolitique de l'Énergie, pp. 65
- [29] Crane, Stevane E. et Welch, Patrick J. (1991), *The problem of geographic market definition : geographic proximity vs. economic significance*, The Atlantic Economic Journal, Vol. 19, No. 2, p. 12-20
- [30] Cremer, Jacques et Weitzman, Martin L. (1976), *OPEC and the monopoly price of world oil*, European Economic Review, Vol. 8, Issue 2, p. 155-164

- [31] Davis, Graham A. et Moore, David J. (1998), *Valuing mineral reserves when capacity constrains production*, *Economics Letters* 60, p. 121-125
- [32] Dickson, Peter R. et Ginter, James L. (1987), *Market segmentation, product differentiation, and marketing strategy*, *Journal of Marketing*, Vol. 51, p. 1-10
- [33] Dietsch, Michel (2007), *L'équilibre des relations fournisseurs-distributeurs (le cas des marchés de produits de grande consommation)*, Rapport pour la Commission d'Examen des Pratiques Commerciales, pp. 88
- [34] Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP, 2004), *L'évolution des prix spot du charbon au second trimestre 2003*, Observatoire de l'Énergie, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie
- [35] Drexler, Joe (2007), *Coal mining and trade unions – Overview of coal industry, problems and challenges*, International Coal Conference of Trade Unions, International Federation of Chemical, Energy, Mine and General Workers' Unions (ICEM), pp. 10
- [36] École Nationale d'Administration (ENA, Promotion 2011/2012), *La structure des coûts de production des différentes filières énergétiques et les enseignements qui peuvent en être tirés sur la formation des prix de marché et la stratégie des opérateurs*, Séminaire Énergie et Société, Groupe N° 11, pp. 99
- [37] Ekawan, Rudianto ; Duchêne, Michel et Goetz, Damien (2006), *The evolution of hard coal trade in the Pacific market*, *Energy Policy* 34, p. 1853-1866
- [38] Ekawan, Rudianto et Duchêne, Michel (2006), *The evolution of hard coal trade in the Atlantic market*, *Energy Policy* 34, p. 1487-1498
- [39] Electric Power Research Institute (EPRI, 2007), *International coal market analysis*, EPRI Project Manager
- [40] Ellerman, A Denny (1995), *The world price of coal*, *Energy Policy*, Vol. 23, No. 6, p. 499-506
- [41] Elzinga, Kenneth G. (1981), *Defining geographic market boundaries*, *Antitrust Bulletin*, Vol. 26, p. 739-752
- [42] Elzinga, Kenneth G. et Hogarty, Thomas F. (1973), *The problem of geographic market delineation in antimerger Suits*, *Antitrust Bulletin*, Vol. 18, p. 45-81
- [43] Elzinga, Kenneth G. et Hogarty, Thomas F. (1978), *The problem of geographic market delineation revisited : The case of coal*, *Antitrust Bulletin*, Vol. 23
- [44] Enerdata (2013), *Global energy balance 2012 – What's new on the energy planet ?*, www.enerdata.fr
- [45] Enerzine (2013a), *La technologie au secours du charbon comme source d'énergie*, www.enerzine.com

- [46] Enerzine (2013b), *L'équivalent de la population de l'Inde vit sans électricité*, www.enerzine.com
- [47] EURACOAL (2011), *Market report 1/2011*, European Association for Coal and Lignite, pp. 19
- [48] European Community Commission DGIV (1997), *Commission notice on the definition of relevant market for the purposes of community competition law*, Official Journal C 372, p. 0005-0013
- [49] Evans, Joanne et Hunt, Lester C. (2009), *International handbook on the economics of energy*, Chapitre 19 *The prospects for coal in the twenty-first century*, Edition Edward Elgar, p. 441-455
- [50] Ferguson, James M. (1974), *Advertising and competition : theory, measurement, fact*, MA, Ballinger
- [51] Fisher, Franklin M. (1979), *Diagnosing monopoly*, Quarterly Review of Economics and Business, Vol. 19, N° 2, p. 7-33
- [52] Frech III, H.E. ; Langenfeld, James et McCluer, R. Forrest (2004), *Elzinga-Hogarty tests and alternative approaches for market share calculations in hospital markets*, Antitrust Law Journal 71, Vol. 3, p. 921-947
- [53] Geraci, Vincent J. et Prewo, Wilfried (1977), *Bilateral trade flows and transport costs*, The Review of Economics and Statistics, Vol. 59, No. 1, p. 67-74
- [54] Giffin, Phillip E. et Kushner, Joseph W. (1976), *Geographic submarkets in bituminous coal : defining a Southeastern submarket*, Antitrust Bulletin, Vol. 21, p. 67-79
- [55] Giffin, Phillip E. et Kushner, Joseph W. (1982), *Market definition in antitrust analysis : comment*, Southern Economic Journal, Vol. 49, No. 2, p. 559-563
- [56] Giraud, Pierre-Noël ; Coiffard, Jean ; Suissa, Albert et Cretin, Daniel (1991), *Géopolitique du charbon*, Economica, pp. 412
- [57] Graham, Paul ; Thrope, Sally et Hogan, Lindsay (1999), *Non-competitive market behavior in the international coking coal market*, Energy Economics 21, p. 195-212
- [58] Guermond, Yves (2007), *La Chine*, Édition Belin Momento, pp. 176
- [59] Haftendorn, Clemens (2012), *Evidence of market power in the Atlantic steam coal market using oligopoly models with a competitive fringe*, German Institute for Economic Research (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung – DIW Berlin), Discussion Papers 1185, p. 1-30
- [60] Haftendorn, Clemens et Holz, Franziska (2010), *Modeling and analysis of the international steam coal trade*, The Energy Journal, Vol. 31, No. 4, p. 205-230

- [61] Hay, George ; Hilke, John C. et Nelson, Philip B. (1988), *Geographic market definition in an international context*, Chicago-Kent Law Review, Vol. 64, Issue 3, p. 711-739
- [62] Helfer, Malte (2007), *L'essor surprenant du charbon au 21e siècle*, Communication publiée dans *Actes du Festival International de Géographie, La Planète en Mal d'Energies*, p. 1-5
- [63] Hildebrand, Doris (2009), *The role of economic analysis in the EC competition rules*, Chapitre IV *Competition practice*, Edition Kluwer Law International, p. 187-491
- [64] Horowitz, Ira (1981), *Market definition in antitrust analysis: A regression-based approach*, Southern Economic Journal, Vol. 48, No. 1, p. 1-16
- [65] Humphreys, David et Welham, Keith (2000), *The restructuring of the international coal industry*, International Journal of Global Energy Issues, Vol. 13, Issue 4, p. 333-355
- [66] Hwang, Ming-Jeng (1979), *A model of spatial price discrimination for the pricing schedule of coal*, Journal of Regional Science, Vol. 19, Issue 2, p. 231-242
- [67] IEA (1978), *Le charbon vapeur – perspectives jusqu'à l'an 2000*, Edition de l'OCDE, pp. 180
- [68] IEA (2006), *Coal Information 2005*, OCDE, Paris
- [69] IEA (2008), *Coal Information 2007*, OCDE, Paris
- [70] IEA (2009), *Coal Information 2008*, OCDE, Paris
- [71] IEA (2010), *Coal Information 2009*, OCDE, Paris
- [72] IEA (2011), *Coal Information 2010*, OCDE, Paris
- [73] IEA (2011a), *CO₂ emissions from fuel combustion – Highlights*, OCDE, Paris
- [74] IEA (2011b), *Coal medium-term market report – Market trends and projections to 2016*, OCDE, Paris
- [75] IEA (2012), *World Energy Outlook 2010*, OCDE, Paris
- [76] IEA (2012), *Coal Information 2011*, OCDE, Paris
- [77] IEA (2012), *Electricity Information 2011*, OCDE, Paris
- [78] IEA (2012a), *Only shale gas stops coal demand growth*, Medium-Term Coal Market Report, Factsheet
- [79] IEA (2012b), *World Energy Outlook 2011 – Are we entering a golden age of gas ?*, Special report, OCDE, Paris

- [80] IEA (2013), *Monthly Electricity Statistics – February 2013*, OCDE, Paris
- [81] IEA (2014), *Key World Energy Statistics*
- [82] IEA, *World Energy Outlook (de 2009 à 2011)*, OCDE, Paris
- [83] IEA, *Energy Policies Review of IEA Countries*, OCDE, Paris :
- (2005) *Australia*
 - (2006) *The Republic of Korea*
 - (2006) *The United Kingdom*
 - (2007) *Germany*
 - (2007) *The United States*
 - (2008) *Indonesia*
 - (2008) *Japan*
- [84] Institut Français des Relations Internationales (IFRI, 2002), *Les caractéristiques du commerce énergétique mondial au 21^{ème} Siècle*, Chapitre 4 du Cahier n°2 de l'ouvrage *Le commerce mondial au XXI^e siècle*, p. 213-253
- [85] Institut Supérieur d'Économie Maritime (ISEMAR, 2009), *Les échanges maritimes du pétrole, de gaz et de charbon*, Note de Synthèse N° 119
- [86] Jevons, William Stanley (1866), *The coal question – An inquiry concerning the progress of the nation, and the probable exhaustion of our coal-mines*, Édition MacMillan and Co., 2nd Édition, pp. 213
- [87] Kalaydjian, François et Cornot-Gandolphe, Sylvie (2008), *La nouvelle donne du charbon*, Edition Technip, pp. 206
- [88] Kolstad, Charles D. et Abbey, David S. (1984), *The effect of market conduct on international steam coal trade*, *European Economic Review* 24, p. 39-59
- [89] Kolstad, Charles D.; Abbey, David S. et Bivins, Robert L. (1983), *Modeling international steam coal trade*, Los Alamos National Laboratory, LA-9961-MS, p. 1-74
- [90] Koppelaar, Rembrandt (2008), *The comeback of coal*, *European Energy Review*, Dossier *Underground coal gasification*
- [91] Laherrère, Jean H. (2002), *État des réserves des combustibles fossiles, le pétrole, le gaz*, Chapitre pour un livre sur l'Énergie par la Société française de Physique
- [92] Langhammer, Rolf J. (1987), *Transport cost differentiation and competitive advantages of industrial countries' exports to ASEAN countries – The example of Philippine imports*, *ASEAN Economic Bulletin*, Vol. 3, No. 3, p. 379-387
- [93] Li, Raymond ; Joyeux, Roselyne et Ripple, Ronald D. (2010), *International steam coal market integration*, *The Energy Journal*, Vol. 31, No. 3, p. 181-201

- [94] Linneman, Hans (1966), *An econometric study of international trade flows*, North-Holland Publishing Company
- [95] Lipsey, Robert E. et Weiss, Merle Yahr (1974), *The Structure of Ocean Transport Charges*, Chapitre 3 d'Explorations in *Economic Research*, Vol. 1, N° 1, p. 162 – 193
- [96] Magnan de Bornier, Jean (1991), *Mesures d'inégalité et mesures de concentration*, Communication au Colloque de Mathématiques Économiques, Université de Dijon
- [97] Maiello, Domenico (2003), *International coal trade and price developments in 2003*, United Nations Economic and Social Council, Economic Commission for Europe, Committee on Sustainable Energy
- [98] Martin, Jean-Loup (2005), *La demande de charbon aux USA*, Institut national des sciences et techniques nucléaires (INSTN), Commissariat à l'énergie (CEA), p. 1-6
- [99] Martin-Amouroux, Jean-Marie (2005), *Les prix et les coûts des sources d'énergie*, Chapitre 27 de *L'énergie de demain – Techniques, environnement, économie*, Sous la direction de Bobin, J.L. ; Huffer, H. et Nifenecker, H, EDP Édition, Grenoble, p. 263-279
- [100] Martin-Amouroux, Jean-Marie (2008), *Charbon – Les métamorphoses d'une nouvelle industrie (la nouvelle géopolitique du XXI^e siècle)*, Édition Technip, pp. 420
- [101] Martin-Amouroux, Jean-Marie (2012), *Coal, the new war in the Pacific – China and India struggle for coal resources*, www.enerdata.net
- [102] Martin-Amouroux, Jean-Marie (2014), *Charbon : en course pour la première place*, CCE International
- [103] Massey, Patrick (2000), *Market definition and market power in competition analysis : some practical issues*, *The Economic and Social Review*, Vol. 31, No. 4, p. 309-328
- [104] McAfee, R. Preston et Mialon, Hugo M. (2004), *Barrières à l'entrée dans l'analyse antitrust*, *Revue Lamy de la concurrence : Droit, Économie, Régulation*, No. 1, p. 1-7
- [105] McAfee, R. Preston ; Mialon, Hugo M. et Williams, Michael A. (2004), *When are sunk costs barriers to entry ? Entry barriers in economic and antitrust analysis – What is a barrier to entry ?*, *The American Economic Review*, Vol. 94, N° 2, p. 461-465
- [106] Mimuroto, Yoshimitsu (2000), *An analysis of steaming coal price trends – Factors behind price fluctuations and outlook*, *Energy in Japan*, Issue 162, p. 26-35
- [107] Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie (2012), *Évolution du transport maritime international en 2011*, Note de synthèse, pp. 9
- [108] Nodé-Langlois, Fabrice (2013), *La consommation mondiale d'énergie en 7 chiffres clés*, www.lefigaro.fr
- [109] OCDE (2006), *Evidentiary issues in providing dominance*, Policy Roundtables, DAF/COMP(2006)35 Unclassified, pp. 253

- [110] OCDE (2008), *Pouvoir de marché substantiel et concurrence*, Notes de Synthèses, p. 1-7
- [111] Palangkaraya, Alfons et Yong, Jongsay (2009), *Hospital markets and the effect of competition on quality*, Melbourne Institute Working Paper, No. 17/09, p. 1-26
- [112] Percebois, Jacques (2004), *La hausse des coûts semble inéluctable*, Rubrique *Énergie : Un risque de pénurie ?*, Édition Constructif, Sommaire N° 9
- [113] Percebois, Jacques (2009), *Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon : la théorie économique nous aide-t-elle à comprendre les évolutions ?*, Centre de Recherche en Économie et Droit de l'Énergie (CREDEN), Cahier N° 09.02.81, pp. 33
- [114] Philippe, Jérôme (1998), *La mesure du marché pertinent*, Revue française d'économie, Vol. 13, N° 4, p. 125-159
- [115] Platts (2009), *International Coal Report*, Issue 912, pp. 25
- [116] Platts (2011a), *Coal Outlook*, Vol. 35, No 28, pp. 12
- [117] Platts (2011b), *International Coal Report*, Issue 1030, pp. 28
- [118] Platts (2013a), *Coal exports – A major focus for US producers as supply needs change*, www.platts.com
- [119] Platts (2013b), *Methodology and Specifications Guide*, pp. 18
- [120] Pöyhönen, Pentti (1963), *A tentative model for the volume of trade between countries*, Weltwirtschaftliches Archiv (Review of World Economics), Band 90, p. 93-100
- [121] Prewo, Wilfried (1978), *The structure of transport costs on Latin American exports*, Weltwirtschaftliches Archiv, Vol. 114, Issue 2, p. 305-327
- [122] Rio Tinto (2009), *A global perspective for metals and minerals*, Market overview, Rio Tinto Annual report
- [123] Ritschel, Wolfgang et Schiffer, Hans-Wilhelm (2007), *World market for hard coal*, RWE Power, pp. 103
- [124] Ritschel, Wolfgang et Schiffer, Hans-Wilhelm (2009), *The role of coal in global energy supply*, World Coal Association
- [125] Robine, Michel (1990), *La question de William Stanley Jevons*, Revue Économique, N° 2, p. 369-394
- [126] Rodrigue, Jean-Paul et Browne, Michael (2008), *International maritime freight transport and logistics*, Chapitre 10 de *Transport geographies : Mobilities, flows and spaces*, Knowles, R.D. ; Shaw, J. et Docherty, I. Edition, London Blackwell, p. 156-178

- [127] Samuelson, Paul Anthony (1949), *International factor-price equalization once again*, Economic Journal, Vol. 59, No. 234, p. 181-197
- [128] Schernikau, Lars (2010), *The global steam coal market and supply curve*, Economics of the International Coal Trade, Chapitre 5, p. 111-137
- [129] Schilling, Hans-Dieter (2005), *How did the efficiency of coal-fired power stations evolve, and what can be expected in the future ?*, www.energie-fakten.de
- [130] Science et Décision (2006), *Énergie : production, consommation, où en est-on ?*, Dossier de Science et Décision, pp. 38
- [131] Shen, Lei ; Gao, Tian-ming et Cheng, Xin (2012), *China's coal policy since 1979 : a brief overview*, Energy Policy 40, p. 274-281
- [132] Shrieves, Ronald E. (1978), *Geographic market areas and market structure in the bituminous coal industry*, Antitrust Bulletin, Vol. 23, p. 589-625
- [133] Solomon, Barry D. et Pyrdol, John T. (1986), *Delineating coal market regions*, Economic Geography, Vol. 26, No. 2, p. 109-124
- [134] Sinclair, Upton (1917), *King coal – A novel*, Édition U. Sinclair, pp. 396
- [135] Stigler, George J. (1968), *The organization of industry*, IL, University of Chicago Press
- [136] Stigler, George J. et Sherwin, Robert A. (1985), *The extent of the market*, Journal of Law and Economics, Vol. 28, No. 3, p. 555-585
- [137] Teissier, Jean ; de Bourgues, Diego et Bautin, François (2001), *Le charbon*, Document préparé, TotalFinaElf
- [138] The Economist (2013), *Coal in the rich world – The mixed fortune of a fuel*, Briefing in America turns European – A broken system, a lousy deal and no end in sight
- [139] Tinbergen, Jan (1962), *Shaping the world economy – suggestions for an international economic policy*, Twentieth Century Fund, New York, p. 262-293
- [140] Trüby, Johannes et Paulus, Moritz (2010), *Have prices of internationally traded steam coal been marginal cost based ?*, Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), Working Paper, No. 10/05, p. 1-16
- [141] Trüby, Johannes et Paulus, Moritz (2012), *Market structure scenarios in international steam coal trade*, The Energy Journal, Vol. 33, No. 3, p. 91-123
- [142] US EIA (2011), *International Energy Outlook*
- [143] US EIA (2012), *Annual Energy Review 2011*

[144] US EIA (2012a), *Fuel competition in power generation and elasticities of substitution*, Independent Statistics & Analysis, p. 1-24

[145] US EIA (2013), *International Energy Outlook*

[146] US EIA (2014), *Annual Energy Outlook – Early Release Overview*

[147] US EIA (2014), *Electric power monthly*

[148] US EIA, Country Analysis Briefs :

- (2011) *Indonesia*
- (2011) *South Africa*
- (2011) *South Korea*
- (2011) *United Kingdom*
- (2012) *China*
- (2012) *Colombia*
- (2012) *Japan*
- (2012) *Kazakhstan*
- (2012) *Russia*
- (2012) *Vietnam*
- (2013) *India*
- (2014) *Australia*

[149] US EIA, Site officiel www.eia.gov :

- (2012b) *27 gigawatts of coal-fired capacity to retire over next five years*
- (2012c) *Competition among fuels for power generation driven by changes in fuel prices*
- (2012d) *Electricity generation from coal and natural gas both increased with summer heat*
- (2012e) *Europe and Asia are the leading destinations for U.S. coal exports in 2012*
- (2012f) *Fuel used in electricity generation is projected to shift over the next 25 years*
- (2012g) *Monthly coal-and-natural gas-fired generation equal for the first time in April 2012*
- (2013a) *North America leads the world in production of shale gas*
- (2014a) *China produces and consumes almost as much coal as the rest of the world combined*
- (2014b) *Half of power plant capacity additions in 2013 came from natural gas*
- (2014c) *Lower U.S. electricity demand growth would reduce fossil fuels' projected generation share*
- (2014d) *Power plant coal stockpiles are expected to rebuild after heavy winter drawdown*
- (2014e) *U.S. coal exports fall on lower European demand, increased global supply*

[150] VDKI (2012), *Annual Report – Facts and Trends 2011/2012*

[151] Verouden, Vincent (2004), *The role of market shares and market concentration indices in the European Commission's Guidelines on the assessment of horizontal mergers under the EC Merger Regulation*, FTC and U.S. DOJ Merger Enforcement Workshop, European Commission, DG Competition, Brussels

- [152] von Weizsäcker, Carl Christian (1980), *A welfare analysis of barriers to entry*, Bell Journal of Economics, Vol. 11, N° 2, p. 399-420
- [153] Wang, Jianliang ; Feng, Lianyong ; Davidsson, Simon et Höök, Mikael (2013), *Chinese coal supply and future production outlooks*, Article in Press, Energy xxx, p. 1-11
- [154] Warell, Linda (2003), *Geographic market delineation : the case of internationally traded coal*, Licentiate Thesis, Division of Economics, Lulea University of Technology, Sweden
- [155] Warell, Linda (2005), *Defining geographic coal markets using price data and shipments data*, Energy Policy 33, p. 2216-2230
- [156] Warell, Linda (2006), *Market integration in the international coal industry : a cointegration approach*, The Energy Journal, Vol. 27, No. 1, p. 99-118
- [157] Werden, Gregory J. (1981), *The use and misuse of shipments data in defining geographic markets*, Antitrust Bulletin, Vol. 26, p. 719-737
- [158] Willems, Bert et Küpper, Gerd (2010), *Arbitrage in energy markets : price discrimination under congestion*, The Energy Journal, Vol. 31, No. 3, p. 41-66
- [159] Wolak, A. Frank et Kolstad, Charles D. (1988), *Measuring relative market power in the Western U.S coal market using Shapley values*, Resources and Energy 10, p. 293-314
- [160] World Coal Association (2012a), *Coal and electricity generation*, Coal Matters
- [161] World Coal Association (2012b), *Coal in the global energy supply*, Coal Matters
- [162] World Coal Association, *Coal Facts 2012*
- [163] World Coal Association, *Coal Facts 2013*
- [164] World Coal Institute (2005), *The coal resource – A comprehensive overview of coal*, pp. 44
- [165] World Energy Council (2010), *Survey of Energy Resources*
- [166] World Energy Council (2013), *Survey of Energy Resources*
- [167] Yang, Ailun et Cui, Yiyun (2012), *Global coal risk assessment : Data analysis and market research*, World Resources Institute
- [168] Zaklan, Aleksandar ; Cullman, Astrid ; Neumann, Anne et von Hirschhausen, Christian (2012), *The Globalization of Steam Coal Markets and the Role of Logistics : An Empirical Analysis*, Energy Economics 34, p. 105-116