HAL
open science

Le rôle des gaz conventionnels et non-conventionnels dans la transition énergétique en Asie

Minh Thong Le

To cite this version:

Minh Thong Le. Le rôle des gaz conventionnels et non-conventionnels dans la transition énergétique en Asie. Economies et finances. Université Grenoble Alpes, 2017. Français. NNT : 2017GREAE007 . tel-01587295v2

HAL Id: tel-01587295

https://hal.science/tel-01587295v2

Submitted on 2 Feb 2018

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.

Communauté UNIVERSITÉ Grenoble Alpes

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE LA COMMUNAUTE UNIVERSITE GRENOBLE ALPES

Spécialité : Sciences économiques

Arrêté ministériel : 25 mai 2016

Présentée par

Minh Thong LE

Thèse dirigée par **Patrick CRIQUI,** DR**,**

préparée au sein du **Laboratoire Grenoble Applied Economics Lab**
dans **l'École Doctorale Sciences Economiques**

Le rôle des gaz conventionnels et non-conventionnels dans la transition énergétique en Asie

Thèse soutenue publiquement le **5 Septembre 2017**,
devant le jury composé de :

Monsieur Minh HA-DUONG
Directeur de recherche CNRS, CIRED, Rapporteur

Monsieur Jacques PERCEBOIS
Professeur émérite, Université de Montpellier 1, Rapporteur

Monsieur Patrick CRIQUI
Directeur de recherche émérite CNRS, Université Grenoble Alpes,
Directeur de thèse

Madame Sandrine MICHEL
Professeur, Université de Montpellier 1, Président

Remerciements

Tout d'abord, je voudrais exprimer mes remerciements au Ministère de l'Éducation et de la Formation Vietnamien qui a accepté et financé la bourse qui m'a permis de réaliser cette thèse.

Je tiens à exprimer toute ma profonde gratitude en premier lieu à M. Patrick Criqui – mon directeur de thèse, pour sa confiance, son acceptation à diriger cette thèse, et ses précieux conseils ; à Catherine Locatelli pour son encadrement, sa sympathie, sa patience, son soutien, et ses encouragements durant les années de ma thèse.

J'exprime mes remerciements à M. Jean-Christophe Simon pour sa compréhension, sa sympathie, son soutien, mais aussi pour ses lectures. Je remercie également Silvana Mima pour ses aides et sa contribution dans cette thèse, ainsi que Danièle Revel pour sa correction de la bibliographie de ma thèse.

Je voudrais ensuite remercier les membres du jury de la soutenance de thèse. En particulier je remercie M. Jacques Percebois et M. Minh Ha-Duong pour avoir accepté d'être rapporteurs et Mme. Sandrine Michel pour avoir accepté de participer au jury de thèse.

J'exprime également mon remerciement à tous les membres de l'équipe EDDEN dans le laboratoire PACTE précédent, le laboratoire GAEL maintenant, de l'école doctorale des Sciences Économiques de l'Université Grenoble Alpes pour leur accueil, leur ouverture, leur sympathie. Je remercie Céline Rival, Danielle Martin-Alenda, Danièle Revel, Eric Quétaud, Valérie Buffet pour leur aide sur les problèmes administratifs, la documentation et l'informatique. Je n'oublie pas de remercier mes amis (y compris les anciens) dans le laboratoire : Wilfried Mourier, Constantin Ilasca, German Bersalli, Miléna Marquet, Stéphane Allard, Luciana Braga, Luis Esteves , Laueline Coindoz, Claire Bergaentzlé, Jaques Despres, Loïc Pentecôte, Dang Van Thanh et les autres pour leur amitié, leur conseil et leur soutien au cours des quatre années.

Je voudrais également remercier l'Association Coup de Pouce Étudiants Grenoble. Je souhaite particulièrement exprimer ma reconnaissance à M. Edmond Prunier qui m'a aidé dans la rédaction de ma thèse, partagé la culture française, l'expérience de la vie, et surtout amélioré mon français.

Je suis également redevable aux professeurs et collègues vietnamiens à l'Université des Mines et de Géologie de Hanoï, M. Bui Xuan Hoi (l'Université Polytechnique de Hanoï), des amis vietnamiens et M. Nguyen Khac Nhan à Grenoble pour leur soutien, leur encouragement.

Enfin, je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à ma famille au Vietnam, mes parents, à ma femme, mes filles et mes sœurs pour leur soutien inconditionnel et leur encouragement.

Merci encore une fois à tous et à bientôt !

Résumé

Les problématiques de l'énergie et de l'environnement sont un des principaux défis pour l'humanité au XXIème siècle. La croissance mondiale de la demande d'énergie est confrontée aux préoccupations environnementales (y compris la pollution, le réchauffement climatique et la réduction des émissions de CO2), en particulier dans les régions en croissance économique rapide comme l'Asie. Le transfert de l'utilisation des sources d'énergies traditionnelles comme le charbon, le pétrole, vers les sources d'énergie plus propres et des énergies renouvelables est une tendance inévitable à l'avenir. Dans le contexte actuel, le gaz naturel est considéré comme une source d'énergie propre qui jouera un rôle important dans le processus de transition énergétique vers une économie bas-carbone. Les conséquences pour les marchés de gaz naturel peuvent être considérables. La condition d'une telle évolution est de disposer d'une offre en gaz naturel importante. Le développement du gaz non conventionnel, en particulier le gaz de schiste, fournit une opportunité d'expansion de l'approvisionnement gazier mondial comme le montre la « révolution du gaz de schiste » aux États- Unis. Celle-ci a profondément modifié les marchés gaziers régionaux. Toutefois, cette « révolution » n'est guère reproductible à d'autres régions du monde. Cette thèse démontre en particulier qu'en dehors des facteurs géologiques, des conditions institutionnelles (fiscalité, droits de propriété), économiques (prix, technologies) et organisationnelles (libéralisation des marchés) sont nécessaires pour assurer un développement à grande échelle des ressources non conventionnelles. Cette thèse montre que ces conditions ne sont pour la plupart pas réunies ni en Europe ni en Asie (notamment en Chine). Dès lors, une transition par le gaz pour répondre aux enjeux climatiques en Asie se fera par la voie des importations et non par une production propre à la région. A partir de trois scénarios du modèle POLES basés sur des hypothèses de politique climatique, de développement du gaz de schiste et d'augmentation rapide de la demande de gaz dans le mix énergétique, en particulier en Asie, deux principales conclusions émergent. Tout d'abord, l'importance du développement des gaz de schistes aux USA, leur bas coût de production induisent au niveau mondial une offre de gaz abondante et compétitive par rapport à d'autres énergies notamment par rapport au charbon. Par conséquent, même sans politique climatique, les conditions sont réunies pour que la part du gaz naturel puisse croître dans le mix énergétique. Deuxièmement, une politique climatique affirmée a des effets contradictoires quant à l'importance du gaz naturel dans les mix énergétiques des pays asiatiques. D'un côté elle permet une pénétration plus importante du gaz naturel dans leur mix énergétique. Mais dans le même temps, limitant la demande d'énergie, les volumes de gaz naturel demandés ne sont que légèrement plus importants que dans des scénarios sans politique climatique.

Mots-clés : énergie, gaz de schiste, gaz non-conventionnel, politique climatique, transition énergétique

Abstract

Energy and environmental issues are one of the main challenges for humanity in the 21st century. Global growth in energy demand links to environmental concerns including pollution, global warming and reduction of CO2 emissions. In particular, it is an urgent request in rapidly growing developing regions such as Asian countries. Using cleaner energy sources, renewable energy instead of traditional energy sources like coal and oil is an inevitable option in the future. In the current context, natural gas is seen as a clean energy source which plays a major role in the energy transition process towards a low-carbon economy. The consequences for natural gas markets are significant and the condition of this change is an abundant supply of natural gas. The development of unconventional gas, particularly shale gas, provides an opportunity to expand the global gas supply. This is illustrated by the “shale gas revolution” in US which has profoundly changed the regional gas markets. However, this "revolution" is hardly reproducible in other regions of the world. This thesis demonstrates particularly that apart from geological, institutional conditions (taxation, property rights), economic (prices, technologies) and organizational (free markets) are necessary for a large scale development of unconventional resources. This research also shows that most of these conditions are not met in Europe or Asia (especially in China). Therefore, an energy transition by natural gas to meet climate challenges in Asia will be solved through imports, rather than through regional production. From three scenarios of the POLES model based on assumptions about climate policy, shale gas development and rapid increase of demand for gas in the energy mix (particularly in Asia), two main conclusions emerge. The developments of shale gas with low cost in the USA make the global gas supply abundant and more competitive than other energies, particularly coal. Therefore, even without climate policy, the conditions are ripe for the increaseof natural gas proportion in the energy mix. Secondly, a strong climate policy has contradictory effects on the relative share of natural gas in the Asian energy mix. On the one hand, it allows natural gas larger penetration into the energy mix of Asia. But at the same time, with limitation of energy demand, requested natural gas volumes are only slightly higher than in scenarios without climate policy.

Keywords: energy, shale gas, unconventional gas, the gas market, climate policy, energy transition

Liste des abréviations

AIE : L'Agence internationale de l'énergie

CBM : Coal bed methane (Gaz de charbon)

CNG : Gaz naturel comprimé

CNOOC : China National Offshore Oil Corporation

CNPC : China National Petroleum Corporation

DOE : Department of Energy (USA)

EIA : Energy Information Administration (USA)

E&P : Exploration et Production

GES : Gaz à effet de serre

GNL : Gaz naturel liquéfié

GOG : Gas-on-Gas competition

IOC : International Oil Companies (Compagnies pétrolières internationales)

IUG : Union Internationale du Gaz

LCOE : The levelised cost of electricity

MIT : Massachusetts Institute of Technology

MLRC : Le Ministère des terres et des ressources de la Chine

NOC : National Oil Companies (Compagnies pétrolières nationales)

NDRC : La Commission nationale du développement et de la réforme de la Chine

OCDE : Organisation de coopération et de développement économiques

OPE : Oil Price Escalation

OPEP : Organisation des pays exportateurs de pétrole

PIB : Produit intérieur brut

PSC : Production Sharing Agreement (Contrat de partage de production)

R&D : Recherche et développement

UE : Union Européenne

USGS : Le Geological Survey (USA)

WEC : World Energy council

WEO : World Energy Outlook

Sommaire

INTRODUCTION GÉNÉRALE 1

CHAPITRE 1: LES MARCHES INTERNATIONAUX DU GAZ NATUREL: ANALYSES HISTORIQUES ET ENJEUX ACTUELS 9

Introduction 9

1.1. Les caractéristiques technico- économiques du produit et de l'industrie gazière 10

1.1.1. Le gaz naturel : une énergie fossile plus propre et une utilisation croissante 10

1.1.2. Un bref panorama mondial 19

1.1.3. La commercialisation internationale du gaz naturel 28

1.2. Le marché d'Amérique du Nord 36

1.2.1. Un marché mature, libre et concurrent par rapport aux autres marché 36

1.2.2. Une description des réserves, de l'offre et de la demande du gaz naturel en Amérique du Nord 38

1.2.3. Les échanges du gaz naturel : un marché parfaitement concurrentiel, l'autosuffisance en gaz et des exportations à venir 42

1.2.4. La dynamique des prix du gaz sur un marché concurrentiel 43

1.3. Le marché du gaz en Europe 44

1.3.1. L'évolution de la structure du marché européen : le processus de libéralisation ... 44

1.3.2. Une description générale de la situation des réserves, de l'offre et de la demande du gaz naturel en Europe 45

1.3.3. L'évolution des échanges de gaz en Europe : Une dépendance croissante de l'Union Européenne 49

1.3.4. La dynamique des prix du gaz en Europe : évolution du prix dans les contrats de long terme basés sur le prix du pétrole vers des prix issus des marchés spot. 51

1.4. Le marché gazier en Asie 52

1.4.1. Un marché complexe et fragmenté avec des marchés intérieurs réglementés, s'appuyant sur des importations au travers de contrats à long terme, mais très dynamique et à croissance rapide. 52

1.4.2. Une description générale de la situation des réserves, de l'offre et de la consommation du gaz naturel en Asie 54

1.4.3. Le commerce du gaz en Asie : la tendance à devenir des importateurs nets de GNL 58

1.4.4. La dynamique des prix du gaz en Asie : la domination du prix indexé sur le prix du pétrole dans les contrats de long terme 60

1.5. Les conclusions du chapitre 61
CHAPITRE 2 : ANALYSE DES DÉTERMINANTS DU DÉVELOPPEMENT DU GAZ DE SCHISTE : EXPÉRIENCES AMÉRICAINES 63
Introduction 63
2.1. Le gaz de schiste : les fondamentaux 64
2.1.1. Les gaz non-conventionnels et le gaz de schiste. 64
2.1.2. Les estimations des ressources en gaz non-conventionnel : le cas du gaz de schiste 67
2.1.3. Le processus de production du gaz de schiste : les aspects techniques 75
2.2. La révolution des gaz de schiste aux États-Unis : les principaux résultats 79
2.2.1. L'augmentation des réserves, et de la production 79
2.2.2. Amélioration de l'environnement 82
2.2.3. Amélioration de l'économie 83
2.3. Les déterminants du développement des gaz de schiste: l'expérience des Etats Unis .. 87
2.3.1. Le développement du gaz de schiste : les facteurs déterminants 87
2.3.2. La géologie: l'importance des ressources, des réserves et du coût de production .. 88
2.3.3. Les conditions d'accès aux ressources 92
2.3.4. Les politiques fiscales 94
2.3.5. La structure et l'état du marché 95
2.3.6. Les politiques de l'Etat concernant le développement des gaz de schiste 97
2.3.7. L'acceptation sociale vis-à-vis du développement des gaz de schiste 106
2.3.8. La technologie et l'infrastructure pour les gaz de schiste. 107
2.4. Déterminants et défis du développement des gaz de schiste. 109
2.4.1. Les conditions fondamentales pour le développement des gaz de schiste 109
2.4.2. Les défis du développement des gaz de schiste. 111
2.5. Les impacts de la révolution des gaz de schiste aux États-Unis sur les autres marchés du gaz naturel 116
2.5.1. Le changement d'approvisionnement et le commerce mondial du gaz 116
2.5.2. L'impact sur le prix du gaz au niveau international 117
2.5.3. L'incitation au développement des gaz de schiste au niveau mondial 118
2.6. Conclusion du chapitre 119
CHAPITRE 3: ANALYSE CRITIQUE DES DETERMINANTS DU DEVELOPPEMENT DES GAZ DE SCHISTE DANS LE CONTEXTE EUROPEEN 121
Introduction 121

3.1. Les perspectives du marché du gaz naturel en Europe : un niveau de consommation encore incertain..... 122
3.2. Perspectives et potentiel de développement des ressources de gaz de schistes en Europe. 126
3.3. Analyse des conditions pour le développement des gaz de schistes. 132
3.3.1. Les conditions de géologie, de l'eau et densité de la population. 132
3.3.2. Les conditions techniques et technologiques. 143
3.3.3. Les conditions politiques. 145
3.3.4. Le niveau des infrastructures et la structure du marché. 153
3.3.5. Le problème d'environnement et l'acceptation de la population. 155
3.3.6. Le problème du coût de production par rapport au prix du gaz naturel. 158
3.4. Trajectoire de développement des gaz de schistes en Europe. 164
3.5. Conclusion du chapitre. 166
CHAPITRE 4: ANALYSE CRITIQUE DES DETERMINANTS DU DEVELOPPEMENT DES GAZ DE SCHISTE EN ASIE: LE CAS DE LA CHINE 169
Introduction 169
4.1. La perspective des ressources de gaz de schiste en Asie : la Chine au premier rang.. 170
4.1.1. Ressources en gaz de schiste en Asie : une information lacunaire. 170
4.1.2. Perspectives de la Chine : un grand potentiel et des incertitudes. 173
4.2. Analyse des conditions pour le développement des gaz de schiste. 176
4.2.1. Les conditions géologiques et naturelles. 176
4.2.2. Les conditions technologiques en Asie 184
4.2.3. Les conditions politiques. 187
4.2.4. Les conditions d'infrastructure et le marché. 194
4.2.5. Les problèmes d'environnement et l'acceptation de la population. 199
4.3. Un évaluation du potentiel de développement des gaz de schiste en Chine : coûts de production et prix relatifs 201
4.3.1 Historique du prix du gaz en Chine. 201
4.3.2. Processus de réforme du prix du gaz en Chine. 208
4.3.3. Comparaison entre le coût production du gaz de schiste et le prix du gaz en Chine. 211
4.3.4. Le potentiel de concurrence entre le gaz de schiste et le charbon en Chine : L'exemple révélateur du secteur de l'électricité. 221
4.4. Conclusion du chapitre. 231

CHAPITRE 5 : SCÉNARIOS POUR LE GAZ EN ASIE, DANS LE DOUBLE CONTEXTE DES POLITIQUES CLIMATIQUES ET DU DÉVELOPPEMENT DES GAZ DE SCHISTE. 235

5.1. Le rôle du gaz naturel dans la prospective énergétique mondiale 235

5.1.1. Synthèse des perspectives énergétiques mondiales. 236

5.1.2. Les perspectives du gaz naturel dans les scénarios de l'AIE. 238

5.1.3. Les perspectives du marché du gaz naturel en Asie. 245

5.2. Le rôle du gaz naturel dans les scénarios basés sur le modèle POLES 251

5.2.1. Description générale du modèle POLES : un modèle de simulation pour le développement à long terme des systèmes énergétiques et le changement climatique. . 252

5.2.2. Le potentiel de l'âge d'or du gaz naturel – le rôle de l'Asie..... 255

5.2.3. Description des hypothèses des variables dans le scénario POLES 256

5.2.4. Les dynamiques du marché énergétique mondial et du marché du gaz dans les trois scénarios GAZ+. 262

5.3. Une analyse du rôle potentiel du gaz dans la transition vers les bas niveaux de carbone en Asie. 278

5.3.1. L'augmentation rapide de la demande de gaz, en particulier en Chine. 279

5.3.2. Le déplacement fort de la demande d'énergie asiatique avec un rôle très important du gaz naturel dans le mix énergétique. 281

5.3.3. L'augmentation rapide du gaz naturel et la diminution des émissions dans la zone asiatique. 285

5.3.4. L'Asie de plus en plus dépendante des importations de gaz 287

5.4. Conclusion. 290

CONCLUSION GÉNÉRALE 293

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Comparaison des niveaux d'émissions entre les combustibles 11

Tableau 2.1 : Ressources en gaz naturel techniquement exploitables, par type et par région, à la fin 2011 68
Tableau 2.2 : Les estimations moyennes de ressources restantes techniquement récupérables de gaz 70
Tableau 2.3 : Comparaison des rapports de 2011 et 2013 71
Tableau 2.4 : Comparaison des estimations des ressources de gaz de schiste en place de Rogner 1997, EIA 2011 et 2013 72
Tableau 2.5 : Comparaison des estimations des ressources techniquement récupérables de gaz de schiste entre les rapports 2011 et 2013 73
Tableau 2.6 : Les 10 principaux pays pour les ressources de gaz de schiste techniquement récupérables 73
Tableau 2.7 : L'estimation des ressources de gaz de schiste aux États-Unis 90
Tableau 2.8 : Les caractéristiques géologiques des principaux gisements de gaz de schiste aux États-Unis 91

Tableau 3.1 : Estimations du gaz de schistes en Europe. 128
Tableau 3.2 : Estimations et localisations du gaz de schiste dans les pays européens. 129
Tableau 3.3 : Ressources techniquement récupérables de gaz de schistes et réserves prouvées de gaz conventionnel des pays en Europe. 130
Tableau 3.4 : Les caractéristiques géologiques des gisements de gaz de schistes en Europe. 136
Tableau 3.5 : Comparaison des conditions géologiques en Europe et aux États-Unis. 137
Tableau 3.6 : Comparaison des ressources en eau entre les USA et les pays européens. 141
Tableau 3.7 : La densité de population dans l'Europe et l'Amérique du Nord. 143
Tableau 3.8 : Nombre de plates-formes de forage aux États-Unis et en Europe. 144
Tableau 3.9 : La position au sujet du développement des gaz de schistes dans certains pays européens. 147
Tableau 3.10 : Les régimes fiscaux pour la production de gaz de certains pays européens. . 152
Tableau 3.11 : Hypothèses de prix du gaz naturel en Europe selon le niveau de production du gaz de schiste en 2035 161
Tableau 3.12 : Les estimations de la production de gaz de schistes en Europe en 2035. 165

Tableau 4.1 : Les estimations de gaz de schiste en Asie. 171
Tableau 4.2 : L'estimation des réserves de gaz de schiste en Asie. 172
Tableau 4.3 : Les évaluations du potentiel des ressources de gaz de schiste en Chine. 174
Tableau 4.4 : Les caractéristiques géologiques des gisements de gaz de schiste en Asie. 177

Tableau 4.5 : La densité de population dans le monde. 179
Tableau 4.6 : Les caractéristiques géologiques des gisements principaux de gaz de schistes en Chine. 181
Tableau 4.7 : Le gaz importé par GNL et par pipeline en Chine entre 2010 et 2014 205
Tableau 4.8 : Le seuil de rentabilité des gisements de gaz de schiste en Chine 212
Tableau 4.9 : Comparaison des coûts de production du gaz naturel à la tête de puits entre les États-Unis, l'Europe et la Chine..... 212
Tableau 4.10 : Le prix importé du GNL issu d'une indexation sur le prix du pétrole : cas de la Chine. 216
Tableau 4.11 : Le coût de livraison du GNL nord-américain en Asie. 217
Tableau 4.12 : Les coûts du fret vers la Chine du sud/ Taiwan. 220
Tableau 4.13 : Comparaison du coût moyen de production d'électricité (LCOE) avec le gaz et avec le charbon en Chine - selon les données de 2014 228
Tableau 4.14 : Le Clean spark spread et le Clean dark spread dans certains cas..... 231

Tableau 5.1 : Croissance mondiale de la demande d'énergie primaire, scénarios AIE 236
Tableau 5.2: Estimations de la part des combustibles fossiles et du gaz naturel dans les scénarios AIE 238
Tableau 5.3 : Taux de croissance du gaz naturel dans les scénarios New Policies..... 240
Tableau 5.4 : Production de gaz naturel par région dans le scénario GAS 244
Tableau 5.5 : Prévisions de consommation de gaz en Chine 249
Tableau 5.6 : Les variables exogènes principales dans les scénarios POLES 257
Tableau 5.7 : Coût de production du gaz de schiste aux Etat-Unis et en Chine dans les scénarios POLES..... 259
Tableau 5.8 : Caractéristiques essentielles des scenarios réunis et évalues par le GT III dans le cadre du RE5 260
Tableau 5.9 : Émission cumulée totale de CO2 dans les scénarios POLES 261
Tableau 5.10 : Production totale de gaz naturel et production de gaz de schiste dans le scénario GAZ+ 265
Tableau 5.11 : Les changements d'approvisionnement d'énergie dans les scénarios 270
Tableau 5.12 : Évolution de la production de gaz de schiste dans le scénario POLES 273
Tableau 5.13 : Évolution de commerce du gaz naturel dans les scénarios POLES 275
Tableau 5.14 : Taux de croissance de la demande de gaz dans les scénarios 279
Tableau 5.15 : Demande de gaz en Asie et sa part dans les scénarios 280
Tableau 5.16 : Évolution du gaz naturel dans le mix énergétique d'Asie 285
Tableau 5.17 : Changement des émissions de l'Asie dans les scénarios POLES 286
Tableau 5.18 : La demande et la production de gaz en Asie dans les scénarios 287
Tableau 5.19 : Évolution du gaz importé en Asie dans les scénarios POLES 289

Listes des figures

Figure 1.1 : L'évolution de la consommation du gaz dans le mix énergétique mondial 14
Figure 1.2 : La part du gaz naturel dans le mix énergétique 14
Figure 1.3 : La répartition des usages du gaz naturel 16
Figure 1.4 : La classification des réserves de gaz naturel 20
Figure 1.5 : L'évolution des réserves prouvées du gaz naturel dans le monde 21
Figure 1.6 : Les réserves prouvées de gaz naturel dans le monde en 1980 et en 2015 22
Figure 1.7 : La production de gaz naturel dans le monde de 1980 à 2015 24
Figure 1.8 : La part de la production de gaz naturel dans le monde en 1980 et 2015 25
Figure 1.9 : Le changement de la production de gaz naturel selon les différents types de gaz 26
Figure 1.10 : La consommation de gaz naturel dans le monde : période 1980-2015 27
Figure 1.11 : La structure de la consommation du gaz dans le monde selon les régions 27
Figure 1.12 : Le commerce du gaz naturel dans le monde 30
Figure 1.13 : Importation du gaz naturel dans le monde 30
Figure 1.14 : Importation du GNL dans le monde 31
Figure 1.15 : Comparaison des mécanismes de prix du gaz dans la consommation mondiale totale du gaz en 2005 et 2015 34
Figure 1.16 : L'évolution des mécanismes de formation des prix dans les échanges de gaz .. 34
Figure 1.17 : Le prix du gaz naturel dans les trois marchés de gaz naturel et le prix du pétrole 35
Figure 1.18 : Les réserves prouvées du gaz naturel en Amérique du Nord 38
Figure 1.19 : L'évolution de la production du gaz naturel en Amérique du Nord 39
Figure 1.20 : L'évolution de la consommation du gaz en Amérique du Nord 40
Figure 1.21 : La répartition du gaz naturel selon les différents secteurs consommateurs en Amérique du Nord 41
Figure 1.22 : Le commerce du gaz dans le marché d'Amérique du Nord 43
Figure 1.23 : L'évolution des réserves prouvées en Europe 46
Figure 1.24 : L'évolution de la production de gaz en Europe 47
Figure 1.25 : La consommation de gaz en Europe 48
Figure 1.26 : La répartition de la consommation du gaz selon les différents secteurs 49
Figure 1.27 : L'évolution du commerce du gaz en Europe 50
Figure 1.28 : Le changement de formule de prix du gaz en Europe 52
Figure 1.29 : L'évolution des réserves prouvées de gaz en Asie 55
Figure 1.30 : L'évolution de la production de gaz en Asie 56
Figure 1.31 : L'évolution de la consommation de gaz en Asie 57
Figure 1.32 : La répartition du gaz naturel selon les différents secteurs consommateurs 58
Figure 1.33 : L'évolution du commerce du gaz en Asie 59

Figure 1.34 : Le changement de formation de prix en Asie de 2005 à 2015 60
Figure 1.35 : Répartition des différentes formules de prix en Asie en 2015..... 61

Figure 2.1 : Schéma des différents types de source géologique du gaz naturel 66
Figure 2.2 : Description de la fracturation hydraulique suite à un forage horizontal. 77
Figure 2.3 : L'évolution des réserves prouvées du gaz naturel aux États-Unis 80
Figure 2.4 : La production de gaz naturel aux États-Unis..... 81
Figure 2.5 : La production de gaz de schiste aux Etats- Unis 81
Figure 2.6 : Répartition de la consommation du gaz selon les différents secteurs aux États-Unis 82
Figure 2.7 : Le prix spot du gaz naturel sur le Henry Hub..... 83
Figure 2.8 : Prix du gaz selon des différents consommateurs aux États-Unis 84
Figure 2.9 : Le commerce du gaz naturel aux États-Unis 85
Figure 2.10 : La distribution des gisements de schiste aux Etats - Unis 89
Figure 2.11 : Le système de gazoducs aux États-Unis..... 109

Figure 3.1 : Les scénarios de consommation du gaz naturel en Europe dans la Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050. 123
Figure 3.2 : Demande de gaz naturel en Europe selon les différents secteurs et scénarios. .. 124
Figure 3.3 : Balance commerciale du gaz naturel en Europe 2008 – 2020. 125
Figure 3.4 : La répartition des bassins de gaz de schistes en Europe. 134
Figure 3.5 : La distribution des ressources en eau en Europe. 139
Figure 3.6 : Ressources d'eau douce renouvelables et ratio de dépendance. 140
Figure 3.7 : La densité de population en Europe..... 142
Figure 3.8 : L'état du développement des gaz de schistes en Europe. 146
Figure 3.9 : Le réseau de gazoducs en Europe. 154
Figure 3.10 : L'opinion sur le développement des gaz de schistes en Europe. 157
Figure 3.11 : Prix du gaz naturel en Europe. 159
Figure 3.12 : Les estimations du prix du gaz naturel à l'importation en Europe selon le scénario de référence de l'AIE. 160
Figure 3.13 : Les estimations des seuils de rentabilité pour la production de gaz de schistes en Europe. 162
Figure 3.14 : Les prix du gaz naturel dans le monde pour la période 2011-2015. 163

Figure 4.1 : La distribution des dépôts de gaz de schiste en Chine..... 180
Figure 4.2 : La densité de population en Chine..... 181
Figure 4.3 : La moyenne nationale d'empreinte hydrique par habitant dans le monde. 183
Figure 4.4 : Les réserves d'eau en Chine. 184
Figure 4.5 : Les différences de prix du gaz naturel en Chine..... 202
Figure 4.6 : Prix city-gate par secteur en 2013 203

Figure 4.7 : Comparaison du prix du gaz domestique avec le prix du gaz importé en Chine en 2013. 206
Figure 4.8 : Approvisionnements et infrastructures du gaz en Chine 207
Figure 4.9 : Les prix du gaz importé en Chine et les prix internationaux de 2006 à 2013. ... 208
Figure 4.10 : Le cadre institutionnel de l'ancien régime de fixation du prix du gaz naturel en Chine. 209
Figure 4.11 : Le cadre institutionnel du nouveau régime de prix du gaz naturel en Chine ... 210
Figure 4.12 : Prix de vente du gaz par secteur, avant et après la réforme en 2013. 211
Figure 4.13 : Le changement du coût de forage d'un puits de gaz de schiste. 213
Figure 4.14: Production et prix à la tête de puits dans les principaux bassins de gaz en Chine. 214
Figure 4.15 : Comparaison des coûts des différentes sources de production. 215
Figure 4.16 : Prix de livraison des exportations US en Europe et en Asie. 218
Figure 4.17 : Comparaison des coûts de livraison au Japon. 218
Figure 4.18 : Comparaison du prix rendu du gaz russe, turkmène et du GNL importé en Chine. 218
Figure 4.19 : Le prix d'importation du GNL au Japon. 219
Figure 4.20 : Les prix des carburants utilisés dans le secteur industriel en 2013. 223
Figure 4.21 : Comparaison des tarifs, des coûts de production et des heures d'utilisation entre centrales au charbon et au gaz en Chine, en 2013. 224
Figure 4.22 : Synthèse de la production électrique au charbon et au gaz. 225
Figure 4.23 : Le prix du CO2 moyen en 2014. 226
Figure 4.24 : Prévision du prix du carbone en Chine 226
Figure 4.25 : Prévision de la taxe carbone en Chine 226
Figure 4.26 : Structure du LCOE en Chine. 228
Figure 4.27 : La sensibilité du coût de l'électricité au coût du combustible. 229
Figure 4.28 : La sensibilité du coût de l'électricité au coût du carbone. 229

Figure 5.1 : Tendance de la demande primaire de gaz naturel dans les scénarios New Policies de l'AIE. 239
Figure 5.2: Production de gaz non-conventionnel dans les scénarios New Policies de l'AIE.. 241
Figure 5.3 : Taux de croissance de la demande de gaz naturel. 243
Figure 5.4 : Diagramme du système énergétique du modèle POLES. 253
Figure 5.5 : Valeur du carbone dans les scénarios GAZ+ 261
Figure 5.6 : Approvisionnement total en énergie primaire mondiale. 263
Figure 5.7 : Répartition de l'approvisionnement mondial des énergies fossiles dans le scénario GAZ+ 264
Figure 5.8 : L'évolution du prix du gaz naturel dans le scénario GAZ+ 266

Figure 5.9 : L'approvisionnement total en énergie primaire mondiale dans les scénarios POLES- GAZ+ 267
Figure 5.10 : La répartition de l'approvisionnement mondial des énergies fossiles dans les scénarios POLES -GAZ+ (%) 268
Figure 5.11 : Production du gaz dans les scénarios POLES. 271
Figure 5.12 : Importations mondiales de gaz naturel dans les scénarios POLES 274
Figure 5.13 : Les trajectoires des prix du gaz dans les trois scénarios POLES 277
Figure 5.14 : Comparaison de la demande du gaz de la Chine selon les différents scénarios étudiés 281
Figure 5.15 : Approvisionnement total en énergie primaire de l'Asie dans les scénarios POLES. 282
Figure 5.16 : Production électrique en Asie dans les scénarios POLES 283
Figure 5.17 : Importation du gaz naturel en Asie dans les scénarios POLES. 289

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Avec l'augmentation de la population, la croissance économique, le processus d'industrialisation et de modernisation, l'urbanisation et l'électrification, la demande d'énergie mondiale devrait continuer à croître durant les décennies à venir. Selon le Conseil Mondial de l'Énergie (WEC) et l'Agence internationale de l'énergie (AIE), celle-ci devrait augmenter de 40 % d'ici 2035 et doubler d'ici 2050. Au moins 80% de cette augmentation devrait provenir des pays en développement et des pays émergents, en particulier de la région asiatique. Les problèmes énergétiques ont toujours fait partie des préoccupations des économistes particulièrement dans les pays et les régions où l'énergie a toujours été rare donc coûteuse. Plusieurs pays ont même souvent utilisé les politiques énergétiques pour atteindre des objectifs de politique économique et sociale. Par conséquent, l'approvisionnement en énergie, indispensable à la croissance économique et au développement social, est un sujet de préoccupation majeur des régions et des États.

La croissance mondiale de la demande d'énergie et ses conséquences en termes d'environnement (pollution) et de réchauffement climatique (émissions de CO2) constituent les grands enjeux énergétiques de demain. La production et l'utilisation de l'énergie représentent les deux tiers des émissions mondiales de gaz à effet de serre (IEA, 2015). La plupart des émissions de dioxyde de carbone proviennent de l'utilisation du pétrole et du charbon. Au niveau mondial, le charbon est encore la source d'émissions dominante dans la production d'électricité. En pratique nous dépendons encore fortement des énergies fossiles qui émettent du carbone, en particulier le charbon. Cette dépendance aux énergies fossiles pourrait se maintenir dans le futur proche. Selon l'Agence internationale de l'énergie, la part des énergies fossiles dans la demande totale d'énergie primaire ne diminuerait que progressivement de 82% en 2012 à 75% en 2040 (IEA, 2014).

Toutefois, les politiques climatiques qui permettent de répondre aux objectifs de la transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone gagnent progressivement le soutien des décideurs politiques. Le recours à des sources d'énergie plus propres, (notamment les énergies renouvelables) pour remplacer les énergies traditionnelles comme le charbon, le pétrole, sont un enjeu important de toute politique climatique qui dans le même temps ne doit pas être une entrave au développement économique. Selon J. Percebois et JP. Hansen (2010), les problématiques de l'énergie et de l'environnement sont sans doute celles qui vont le plus fortement influencer le débat public et le domaine privé au cours des prochaines années.

Une action efficace dans le secteur de l'énergie est donc essentielle pour lutter contre le problème du changement climatique. L'utilisation de sources d'énergie à faible émission de carbone augmente au niveau mondial. Par ailleurs, l'intensité énergétique au niveau mondial tend à fortement décroitre ces dernières années (IEA, 2014). Cette évolution résulte de l'amélioration de l'efficacité énergétique et des changements structurels énergétiques dans

certaines économies, en particulier la tendance à l'utilisation du gaz, des énergies renouvelables pour remplacer le charbon, le pétrole, dans le secteur de l'électricité.

Dans un contexte de forte contrainte climatique mais aussi d'enjeux de développement économique pour les pays asiatiques, la question du recours au gaz naturel comme énergie de transition est de plus en plus posée. Le gaz naturel est un combustible fossile qui émet donc du gaz à effet de serre. Mais comparativement aux autres énergies fossiles, il émet des niveaux très faibles de polluants par unité d'énergie produite au cours d'une combustion par rapport notamment au charbon. Le gaz naturel émet beaucoup moins de dioxyde de soufre (SO2), d'oxydes d'azote (NOx), de dioxyde de carbone (CO2) et de particules. Le gaz naturel permet donc de réduire de manière importante les émissions de CO2 notamment en remplacement du charbon dans le secteur électrique, ou du remplacement du pétrole dans le secteur des transports. De ce fait, le gaz naturel contribue à la lutte contre le réchauffement climatique, le basculement d'une autre énergie fossile vers le gaz étant souvent la manière la moins coûteuse et la plus simple de réduire les émissions de CO2. Il protège aussi l'environnement local, par l'absence totale ou de niveau extrêmement bas des émissions de polluants générés. Ainsi, le gaz naturel peut jouer un rôle important dans le processus mondial de transition énergétique.

Actuellement, le gaz naturel est la troisième source d'énergie primaire au monde. Il contribue de façon significative à l'économie mondiale de l'énergie. Cette tendance devrait se poursuivre selon les principaux scénarios énergétiques disponibles. L'Agence internationale de l'énergie, le Conseil mondial de l'énergie, Shell ou Exxon-Mobil prévoient une croissance importante de la demande de gaz dans les décennies à venir. En effet, dans la plupart des scénarios, le gaz devrait être une des sources principales du mix énergétique mondial en 2050. En 2011, l'Agence internationale de l'énergie prédisait même que le monde entrerait rapidement dans «un âge d'or du gaz». Si on est pour le moment loin de cette réalité, il n'en demeure pas moins que selon les prévisions de l'AIE, la part du gaz naturel dans le mix énergétique mondial devrait passer de 21% en 2008 à plus de 25% en 2035.

De nombreux facteurs permettent d'envisager une croissance significative de la part du gaz naturel dans le mix énergétique mondial. En dehors du fait qu'il est une énergie plus propre par rapport à d'autres énergies fossiles, depuis la fin des années 2000 des bouleversements structurels des marchés gaziers notamment du côté de l'offre tendent à en faire une énergie abondante, plus flexible au niveau des échanges, et moins coûteuse qu'auparavant autant de facteurs positifs pour son développement.

Outre le gaz conventionnel exploité et utilisé depuis de nombreuses années, la « révolution des gaz de schistes » aux USA et les études récentes qui s'en sont suivies démontrent également que le gaz non-conventionnel a un potentiel très fort de développement. Selon l'AIE, les ressources en gaz naturel représentent un siècle de

consommation environ pour le gaz conventionnel et deux siècles si on ajoute le gaz non-conventionnel. Ceci pourrait être encore plus important si on prend en compte les hydrates de méthane (IEA, 2011).

Les ressources en gaz non-conventionnel apportent une diversification géographique par rapport à la localisation des ressources en gaz conventionnel. Les ressources en gaz non-conventionnel, en particulier le gaz de schiste, apparaissent quasiment partout dans le monde. Ces ressources sont de plus en plus accessibles, grâce au développement des technologies dans l'exploration et l'exploitation, la baisse des coûts de production et le développement des infrastructures gazières. Dans les années récentes, la croissance de la production de gaz non-conventionnel, et de gaz de schiste en particulier aux Etats–Unis, a contribué à l'augmentation de la production mondiale de gaz. Dès lors, le développement des gaz non-conventionnels pourraient être amené à jouer un rôle croissant dans l'approvisionnement gazier mondial. Pour l'heure limité aux USA l'augmentation de la production de gaz de schistes a déjà des conséquences importantes.

Le développement du gaz de schiste souvent qualifié de par son importance de « révolution du gaz de schiste » aux États-Unis a modifié les marchés gaziers au niveau mondial. Il a de plus fortement influencé l'économie des États-Unis. Grâce au développement du gaz de schiste, les États-Unis sont devenus devant la Russie le premier producteur mondial de gaz depuis 2009. La forte croissance de la production de gaz de schiste permet aux États-Unis un retour à l'autosuffisance en matière de gaz naturel et pourrait en faire un exportateur significatif de gaz. Dès lors, de nombreux pays se sont intéressés au développement de cette ressource, en particulier ceux qui possèdent un potentiel important de ressources par exemple en Europe la Pologne, le Royaume-Unis et en Asie la Chine.

Face aux enjeux de développement économique et de contrainte climatique compte tenu notamment de l'importance du charbon dans leur mix électrique, les pays asiatiques sont plus particulièrement concernés par une transition énergétique par le gaz et par voie de conséquence par les possibilités de développer les gaz non-conventionnels. Dans les décennies récentes, l'Asie a émergé comme une région dont la dynamique de croissance mais aussi démographique a été parmi la plus élevée. Dès lors, les besoins en énergie de cette zone sont considérables. La demande d'énergie en Asie a fortement augmenté conduisant certains pays à devenir des importateurs majeurs d'hydrocarbures et modifiant en profondeur les courants d'échanges au niveau mondial. La Chine est ainsi devenue le premier importateur mondial de pétrole alors que le Japon s'affiche déjà comme le premier importateur mondial de GNL. Face aux enjeux de croissance économique, les questions de sécurité d'approvisionnement sont devenues un objectif majeur des politiques énergétiques des pays asiatiques.

Dans le même temps, les enjeux climatiques dans cette région sont considérables et influenceront fortement les politiques énergétiques des pays de la zone. La pollution de l'air est devenue un problème particulièrement grave en Chine, Inde, … ainsi que la nécessité de réduire les gaz à effet de serre. Ces problèmes exigent un changement rapide et fort du mix énergétique de la région asiatique. Face à cette contrainte, le gaz est considéré comme une énergie de transition possible dans la mesure où les contraintes économiques, institutionnelles et organisationnelles pour une pénétration rapide des énergies renouvelables à la place du charbon apparaissent fortes. Dans ces conditions et en présence d'objectifs de sécurité énergétique, la question du développement à grande échelle du potentiel des ressources non-conventionnelles de la région asiatique se pose avec une acuité particulière de même que les conditions nécessaires de ce développement. Ainsi l'analyse des déterminants de la révolution des gaz de schistes aux USA montre que si les conditions géologiques sont importantes, elles ne sont pas suffisantes pour assurer leur développement sur grande échelle et au rythme de celui des États-Unis.

Considérant que le gaz naturel pourrait être dans une première phase une réponse au problème climatique de la zone asiatique, l'objectif de la thèse est double.

Le premier objectif est d'analyser si la région asiatique serait susceptible de connaitre une croissance importante de sa production de gaz notamment à partir du développement des non-conventionnels. En effet, la croissance d'une production gazière propre est celle qui répondrait aux enjeux de sécurité énergétique qui sont un aspect important des politiques énergétiques suivies dans la région. Les gaz non-conventionnels, notamment le gaz de schiste, fournissent une opportunité d'expansion de la production du gaz naturel en Asie et leur développement réduirait la dépendance à l'importation de gaz.

Pour ce faire, il importe de définir les conditions nécessaires au développement des gaz de schistes et plus largement des non-conventionnels. La thèse permettra ainsi d'identifier certaines conditions importantes de ce développement.

Le deuxième objectif de la thèse est d'analyser à partir de la construction de scénarios à l'aide du modèle POLES, les conséquences sur la demande gazière asiatique d'une transition énergétique qui se ferait par le gaz naturel. Il est ensuite d'analyser quelles pourraient en être les conséquences sur les équilibres des marchés régionaux du gaz. Si l'Asie devient en effet un importateur important de gaz naturel, les équilibres, prix, offre sur les deux autres marchés régionaux pourraient en effet en être profondément modifiés. Sous l'effet du développement des gaz de schistes aux USA, les trois marchés régionaux de gaz naturel ont déjà subi de profonds changements en termes de prix, de modalités contractuelles.

Cette thèse permet de confirmer une hypothèse de base à savoir que les déterminants du développement des gaz de schistes ne sont pas réductibles au seul facteur géologique. Les facteurs institutionnels (fiscalité, droit de propriété du sous-sol), économiques (prix des

énergies, technologie, industries d'équipement) et organisationnelles (marché libéralisé) sont aussi importants que les conditions géologiques. Dans ce contexte, il est peu probable que la « révolution des gaz de schistes » américaine dans son ampleur et sa rapidité soit reproductible à d'autres régions du monde.

Par ailleurs le travail de modélisation permet de confirmer deux points principaux:

L'importance du développement des gaz de schistes aux USA, leur bas coût de production induisent au niveau mondial une offre de gaz abondante et compétitive par rapport à d'autres énergies notamment par rapport au charbon. Par conséquent, même sans politique climatique, les conditions sont réunies pour que la part du gaz naturel puisse croître dans le mix énergétique. La question de la compétitivité du gaz par rapport aux autres énergies apparait être ainsi un facteur essentiel de sa pénétration dans les mix énergétiques et tout particulièrement dans le secteur électrique.

Deuxièmement, une politique climatique affirmée a des effets contradictoires quant à l'importance du gaz naturel dans les mix énergétiques des pays asiatiques. D'un côté elle permet une pénétration plus importante du gaz naturel dans leur mix énergétique. Mais dans le même temps, limitant la demande d'énergie, les volumes de gaz naturel demandés ne sont que légèrement plus importants que dans des scénarios sans politique climatique.

La thèse est divisée en cinq chapitres. Une analyse synthétique du contexte historique et des enjeux actuels relatifs aux marchés régionaux du gaz naturel sera présentée dans *le premier chapitre*. Ce chapitre vise à présenter les principales caractéristiques des marchés du gaz naturel qui au niveau mondial diffèrent en profondeur du marché international du pétrole. Nous verrons la position et l'importance du gaz naturel dans le mix énergétique mondial grâce à l'analyse des réserves, de la production, de la consommation du gaz. Contrairement au pétrole, le marché du gaz est composé de marchés régionaux - le marché d'Amérique du Nord, le marché européen et le marché asiatique - dominés par des logiques de prix différentes. Celles-ci ont créé des écarts de prix entre les trois marchés qui peuvent être significatifs. Ces trois marchés se caractérisent également par des modèles organisationnels et institutionnels différents. Les processus de libéralisation des industries gazières, industries de réseaux, sont très variables selon les trois marchés considérés. Nous concentrons l'analyse sur les principales caractéristiques de ces trois principaux marchés du gaz naturel et les échanges gaziers entre les trois marchés, l'Asie et l'Europe étant les principaux importateurs de gaz naturel et de GNL au niveau mondial.

Le chapitre 2 est consacré à l'analyse du développement des gaz de schiste aux États-Unis. Dans ce chapitre nous analyserons les facteurs qui sont à l'origine d'un développement important et rapide de la production de gaz de schistes. Le premier facteur est d'ordre géologique mais cette condition si elle est nécessaire n'est pas suffisante à un développement de grande ampleur. Les conditions nécessaires sont d'ordre institutionnel, politique fiscale

mise en œuvre, facteurs technologiques, programmes de R et D, acceptation sociale, règlementation environnementale…. Elles sont d'ordre économique, prix des hydrocarbures, capacités industrielles pour produire les équipements nécessaires. Elles sont enfin d'ordre organisationnel. La question des infrastructures de transport, celle d'un marché concurrentiel et mature sont des facteurs déterminants de la révolution des gaz de schiste aux USA. La multiplicité des acteurs a également été déterminante de cette révolution. L'analyse de l'expérience est importante pour analyser les possibilités (ou non) de reproduire ce développement dans d'autres régions du monde, particulièrement en Europe et en Asie.

Les chapitres 3 et 4 permettent de clarifier la possibilité de développement du gaz de schiste dans le contexte de l'Europe, de l'Asie en général et de la Chine en particulier. Une interrogation domine ces chapitres : Une « révolution du gaz de schiste » comparable à celles des USA peut se reproduire en dehors des États-Unis. ? En s'appuyant sur les conditions nécessaires au développement réussi du gaz de schiste que nous avons analysées dans le chapitre 2, nous tenterons d'évaluer la capacité réelle de développement du gaz de schiste dans les zones, les pays où il y a des dynamiques et une possibilité d'exploiter cette ressource. En particulier, dans le chapitre 4, nous nous concentrons sur l'analyse du potentiel de développement du gaz de schiste en Chine. Le choix plus particulier de ce pays se justifie par l'importance que pourrait avoir sa demande gazière compte tenu de sa croissance économique et de sa volonté de mettre en place une politique climatique ainsi que par l'importance de ses réserves de gaz non-conventionnels. L'augmentation de la demande de gaz et le développement du gaz de schiste en Chine sont susceptibles d'influencer non seulement le marché du gaz asiatique mais encore le marché gazier international. L'examen de ces facteurs nous permettra de conclure qu'en dépit parfois de réserves importantes, les conditions institutionnelles, économiques et organisationnelles nécessaires au développement des gaz de schistes ne permettent pas à moyen terme d'envisager dans d'autres régions du monde, un développement de la production comparable à celle des États-Unis.

Puis dans *le chapitre 5*, à partir du modèle POLES, compte tenu des analyses précédemment menées sur la crédibilité d'un développement important des gaz de schistes en dehors des USA, nous construirons des scénarios relatifs aux évolutions des marchés régionaux du gaz naturel et notamment du marché asiatique à l'horizon 2050. Nous construirons trois scénarios différents à partir de trois hypothèses principales :

- une relative au développement du gaz de schiste dans le monde. Les analyses menées dans le chapitre 3 et 4 nous permettront de les étayer ;

- une relative à la mise en œuvre de politiques climatiques plus ou moins contraignantes ;

- enfin une relative à une transition énergétique par le gaz naturel. Nous avons considéré une croissance rapide de la demande de gaz naturel en Asie afin de remplacer le charbon dans le mix énergétique asiatique.

La perspective d'un nouvel âge d'or du gaz mondial sera concentrée en Asie. Ceci est reflété dans les scénarios New Golden Age of Gas basé sur le modèle POLES (les scénarios GAZ+). Les résultats des scénarios sont analysés, évalués et comparés avec les résultats des scénarios de l'Agence Internationale de l'Energie.

Ces trois scénarios correspondent à des équilibres des marchés régionaux différents en termes d'offre, de demande et de prix que nous présenterons. Les résultats des scénarios seront les démonstrations de l'impact des politiques climatiques sur la trajectoire de la demande, de la production, du prix du gaz dans l'avenir. À travers la simulation des scénarios dans le modèle POLES, nous allons voir une augmentation rapide de la demande du gaz et de sa part dans le mix énergétique. En découlera une augmentation forte de la production du gaz, mais la contribution du gaz de schiste dans cette croissance n'est pas importante. Enfin, nous mettrons en évidence une convergence des prix du gaz naturel sur les trois marchés principaux dans l'avenir. En particulier, le rôle du gaz naturel dans la transition énergétique sera présenté clairement en se focalisant sur la région asiatique.

CHAPITRE 1: LES MARCHES INTERNATIONAUX DU GAZ NATUREL: ANALYSES HISTORIQUES ET ENJEUX ACTUELS

Introduction

Bien que le gaz naturel soit apparu plus tard que les autres sources d'énergie fossile, il joue un rôle de plus en plus important dans le système énergétique mondial. La part du gaz naturel dans le mix énergétique n'a cessé de progresser. En 1900, le gaz naturel représente 1% de la consommation mondiale d'énergie (Angelier, 1994). Aujourd'hui le gaz naturel satisfait environ 24% des besoins énergétiques mondiaux, après le pétrole et le charbon.

Par rapport à d'autres énergies fossiles, le gaz naturel possède des qualités qui peuvent être importantes dans le cadre d'une politique climatique. Il a la plus faible intensité de carbone. Lorsqu'il est brûlé, il émet moins de CO2 et très peu d'autres matières non carbonées. Le gaz naturel est important tant dans de nombreux secteurs de l'économie, tels que la production d'électricité, de chaleur et comme matière première dans l'industrie. Il est également utilisé dans le résidentiel et dans le transport. Il peut ainsi répondre aux besoins énergétiques nécessaires à la croissance économique des pays en développement ou émergents tout en limitant les émissions de CO2. Dans ces conditions, le gaz naturel pourrait être amené à jouer un rôle important au niveau mondial.

Il est donc important de caractériser ce marché. Dans ce chapitre, nous exposons l'évolution et les perspectives du gaz naturel, la position et l'importance du gaz naturel dans le mix énergétique mondial grâce à nos analyses des réserves, de la production, de la consommation du gaz dans le monde en général et dans les principaux marchés. Nous nous attacherons également à définir plus précisément les structures organisationnelles (degré de libéralisation, structure concurrentielle) et de prix (offre-demande, indexation dans les contrats de long terme) présentent sur les marchés du gaz naturel. Celles-ci seront déterminantes de leur développement. Contrairement au pétrole, le marché du gaz n'est pas un marché internationalisé. On est ainsi en présence de trois marchés régionaux qui ont leur logique propre. Chaque marché a une structure organisationnelle et des mécanismes de formation des prix différents. Ces différences sont pour une large part liées au degré de maturité du marché, des sources d'approvisionnements, de la dépendance aux importations et d'autres facteurs géographiques et politiques.

1.1. Les caractéristiques technico- économiques du produit et de l'industrie gazière

Le gaz naturel possède des qualités remarquables par rapport à d'autres énergies fossiles. Celles-ci ont rendu l'utilisation du gaz naturel de plus en plus large dans le monde. L'industrie du gaz s'est développée rapidement partout dans le monde. Une analyse des caractéristiques et du développement du gaz naturel dans le monde permet de clarifier le rôle du gaz dans le mix énergétique mondial.

1.1.1. Le gaz naturel : une énergie fossile plus propre et une utilisation croissante

1.1.1.1. Le gaz naturel et l'histoire de son développement

Définition du gaz naturel

De nombreuses notions permettent de caractériser le gaz naturel : C'est un combustible fossile présent naturellement sous forme gazeuse dans les roches poreuses du sous-sol. Utilisé comme source d'énergie, le gaz est composé d'hydrocarbures : principalement du méthane (CH_4) mais aussi du propane (C_3H_8), du butane (C_4H_{10}), de l'éthane (C_2H_6) et du pentane (C_5H_{12}). Le dioxyde de carbone, l'oxygène, l'azote et l'hydrogène sulfuré sont souvent présents (Victor et al, 2006).

Il est généré à partir de la sédimentation sous pression de matière organique vieille de plusieurs millions d'années. Le plus souvent, enfouie dans le sous-sol et sous l'effet de la pression et de la température, la matière organique se transforme d'abord en kérogène. Lorsque la température augmente (entre 50 et 120°C), le kérogène se décompose. Appelée pyrolyse, cette décomposition thermique expulse deux hydrocarbures, le gaz naturel et le pétrole qui constituent, dans une roche imperméable, un gisement. Entre 1,5 et 3 km de profondeur, le gaz et le pétrole sont présents dans les mêmes gisements.

Selon la profondeur et les types de gisements, le gaz peut être conventionnel ou non-conventionnel. Cela dépend de la difficulté de son extraction et de sa mise en exploitation. A l'inverse des gaz conventionnels piégés dans un gisement facile d'accès, les gaz non-conventionnels sont difficiles à extraire car répartis dans une multitude de petits espaces. Les producteurs de gaz privilégient l'exploitation du gaz conventionnel qui garantit un taux de récupération des ressources de 80% contre 20% en moyenne pour le gaz non-conventionnel (Bret-Rouzaut et Favennec, 2011).

En plus, le gaz naturel possède de bonnes qualités en termes d'avantages environnementaux par rapport aux autres combustibles fossiles. Le gaz naturel se compose principalement de méthane. La plupart des impuretés sont éliminées par le processus de traitement du gaz à l'extraction et à l'usine de gaz pour préparer son utilisation finale (Chandra, 2006). Par conséquent, lorsqu'il est brûlé, le gaz naturel émet moins de CO2, très peu de matières non-carbonées, et quasiment pas de cendres ni de particules par unité d'énergie produite par rapport aux autres combustibles fossiles (voir le tableau 1.1 au-

dessous). Ces caractéristiques favorables ont permis au gaz naturel de pénétrer de nombreux secteurs et ont augmenté son utilisation.

Tableau 1.1 : Comparaison des niveaux d'émissions entre les combustibles

(pounds/ Milliards Btu)

Polluant	*Gaz naturel*	*Pétrole*	*Charbon*
Dioxyde de carbone - CO_2	117 000	164 000	208 000
Monoxyde de carbone - CO	40	33	208
Oxydes d'azote - NO_x	92	448	457
Dioxyde de soufre - SO_x	1	1 122	2 591
Particules	7	84	2 744
Mercure	0	0,007	0,016

Source :EIA, 1998

Résumé de l'histoire du gaz naturel et rôle du gaz naturel dans le bilan énergétique mondial

Le XIXe siècle est considéré comme le point de départ de l'industrie du gaz. Tout d'abord, le gaz est obtenu à partir du charbon et il est principalement utilisé pour l'éclairage. Le gaz, formé d'un mélange d'oxyde de carbone et d'hydrogène, est produit par gazéification du charbon en présence de vapeur d'eau. L'exploitation à grande échelle du gaz naturel présent dans le sous-sol est récente.

Alors que l'histoire du pétrole brut, des découvertes de ses réserves et du développement international de son industrie se situent à la fin du XIXe siècle, il faut attendre la fin des années 1950 en Amérique du Nord pour que celle du gaz naturel commence à susciter un intérêt mondial. Ainsi ses réserves et ressources, voire même sa production, sont mal connues en dehors des États-Unis jusque vers la fin des années 1960 (Rojey, 2013).

Dans les années soixante, la découverte de gaz et la multiplication des projets gaziers entraînent un véritable décollage de la production mondiale. Au bout de dix ans de croissance, à la fois de la production et des réserves prouvées, le gaz naturel a quitté sa place d'énergie de second ordre.

Les crises pétrolières de 1973 et 1978 ont entraîné une forte contraction de la demande mondiale de pétrole brut, mais seulement un ralentissement de la croissance en ce qui concerne la demande de gaz naturel. Dans le même temps, les réserves prouvées de gaz poursuivent une trajectoire de croissance sensiblement plus rapide que celle du marché gazier mondial.

Au cours des deux dernières décennies, le rôle du gaz naturel a progressé rapidement en raison de ses atouts en termes de protection de l'environnement et de souplesse d'utilisation. Les réductions substantielles de coûts obtenues grâce au progrès technologique ont permis son

transport sur de plus longues distance. Les progrès réalisés dans l'industrie du gaz naturel liquéfié (GNL) ont également favorisé cette tendance. En outre, l'utilisation de gaz naturel dans les centrales à cycles combinés a beaucoup d'avantages (meilleur rendement, émission de CO_2 plus faible) comparée aux énergies concurrentes comme le charbon. Ceci permet un véritable essor de la demande de gaz naturel.

Avec ses bonnes caractéristiques d'énergie plus propre, la consommation de gaz naturel mondiale a augmenté rapidement, la part du gaz naturel dans la consommation d'énergie primaire mondiale passant de 18% en 1970 à 23% en 2000 (IEA, 2013b). En 2015, le gaz naturel représentait près de 23,8% de la consommation d'énergie primaire mondiale, selon le BP.

Au début des années 2000, la durée de vie des réserves de gaz naturel commençait à décliner et faisait craindre un pic gazier à l'instar du pétrole. Mais des découvertes majeures de gisements géants dans des régions et horizons peu explorés ont entraîné une forte hausse des réserves. Cette tendance est renforcée par la prise en compte de l'immense potentiel des gaz non-conventionnels (IEA, 2012a).

1.1.1.2. Les différents types de gaz naturel.

En réalité, le gaz naturel existe sous plusieurs formes, se distinguant par leur origine, leur composition, selon la profondeur, et le type de réservoirs dans lesquels ils se trouvent. Cependant, le gaz et toujours composé principalement de méthane et issu de la désagrégation d'anciens organismes vivants. On segmente le gaz naturel en deux groupes principaux : les gaz conventionnels et les gaz non-conventionnels.

Les gaz conventionnels

Le gaz concentré dans les roches est naturellement piégé sous pression sous une couverture imperméable permettant l'existence d'un gisement. La proportion d'hydrocarbures plus lourds que le méthane détermine les différents types de gaz naturel conventionnel. Les types principaux de gaz conventionnel sont :

Le gaz non associé est présent dans les gisements de pétrole mais il n'est pas mélangé à ce dernier. C'est la forme la plus exploitée de gaz naturel. Son processus de formation est similaire à celui du pétrole. Le gaz non associé ne forme pas de phase liquide et contient une proportion élevée de méthane. On distingue le gaz thermogénique primaire, issu directement de la pyrolyse du kérogène, et le gaz thermogénique secondaire, formé par la pyrolyse du pétrole. Le gaz thermogénique comprend, outre le méthane, un taux variable d'hydrocarbures plus lourds, pouvant aller jusqu'à l'heptane (C7H16). On peut y trouver aussi du dioxyde de carbone (CO2), du sulfure d'hydrogène appelé aussi « gaz acide » (H2S), et parfois du diazote (N2) et de petites quantités d'hélium (He), mercure (Hg) et argon (Ar). Le gaz non associé

alimente le marché international du gaz naturel et ses réseaux de transport par gazoducs et méthaniers.

Le gaz associé est présent en solution dans le pétrole. Il coexiste dans une phase liquide dans le réservoir avec une phase huileuse et doit être séparé lors de l'extraction de ce dernier. Autrefois considéré comme un déchet, il est aujourd'hui, soit réinjecté dans les gisements de pétrole pour y maintenir la pression, soit valorisé. Longtemps, il a été considéré comme un déchet et détruit en torchère, ce qui constitue un gaspillage de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution inutile. Certains gisements de gaz associé sont relativement marginaux, tandis que d'autres représentent, en équivalence énergétique, des réserves en gaz supérieures à celles de l'huile couverte.

En dehors des deux types de gaz conventionnel ci-dessus, il y a d'autres types de gaz conventionnel comme le gaz de condensat (forme une phase liquide dans le réservoir lors de la production)

Les gaz non-conventionnels

Les gaz non-conventionnels sont des ressources de gaz piégées dans des roches argileuses profondes et peu perméables ou dans des gisements de charbon et difficiles d'accès. Ces gaz non-conventionnels sont à distinguer des gaz conventionnels, qui sont eux piégés en forte densité dans les réservoirs naturels classiques. Ils représentent d'importantes réserves souterraines dont l'exploitation demeure complexe et coûteuse. Les gaz non-conventionnels connaissent toutefois un très fort développement de nature à bouleverser les équilibres du marché mondial de l'énergie. Les gaz non-conventionnels comprennent le gaz de charbon, le gaz de sables colmatés (tight gas en anglais), le gaz contenu dans des gisements d'hydrates et le gaz de schistes en particulier que nous allons présenter dans le chapitre 2.

Bien que l'existence de gaz non-conventionnels soit connue depuis longtemps; leurs potentiels, leur développement et leurs impact sur les marchés énergétiques et notamment ceux du gaz sont encore très incertains. Jusqu'à aujourd'hui, la demande de gaz naturel dans le monde est encore fournie principalement par les sources de gaz conventionnels. Certains pays tendent à développer leurs ressources de gaz non-conventionnels tels que le gaz de charbon en Australie, en Chine, aux États-Unis ; le gaz de sables colmatés aux États-Unis et au Canada. En particulier, le développement du gaz de schiste Nord-américain représente une des grandes évolutions du début du XXIème siècle dans le domaine de l'énergie.

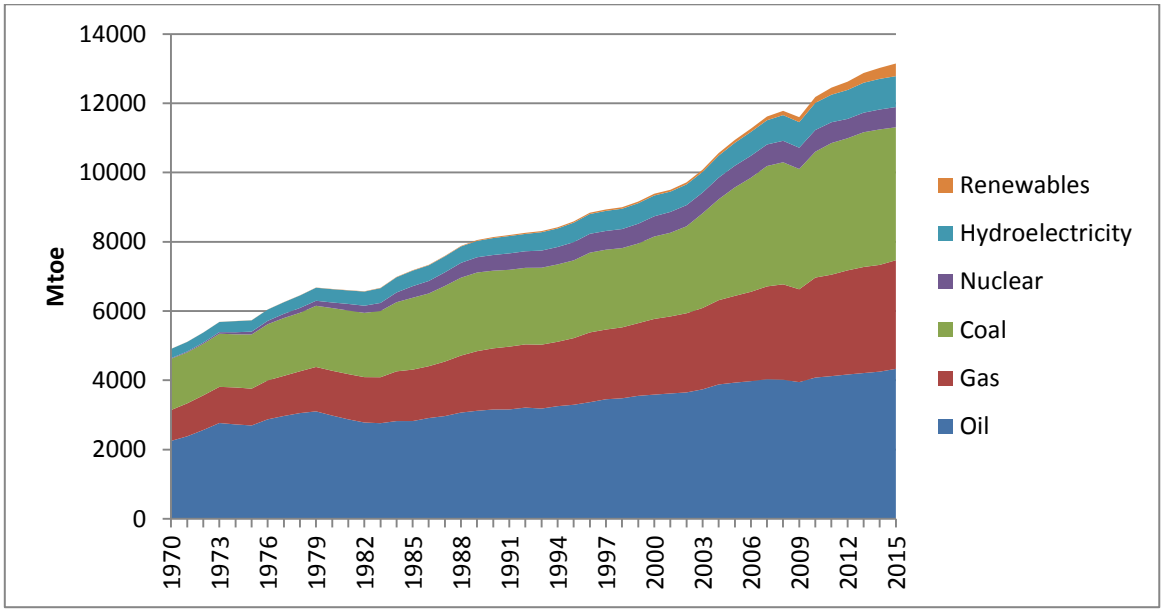
1.1.1.3. L'utilisation du gaz naturel

Une croissance dans le mix énergétique

Au XIXème et au début du XXème siècle, le gaz naturel était principalement utilisé pour l'éclairage des rues et des bâtiments. L'amélioration de la distribution du gaz a permis une grande variété d'utilisations dans les maisons, les entreprises, les usines et les centrales

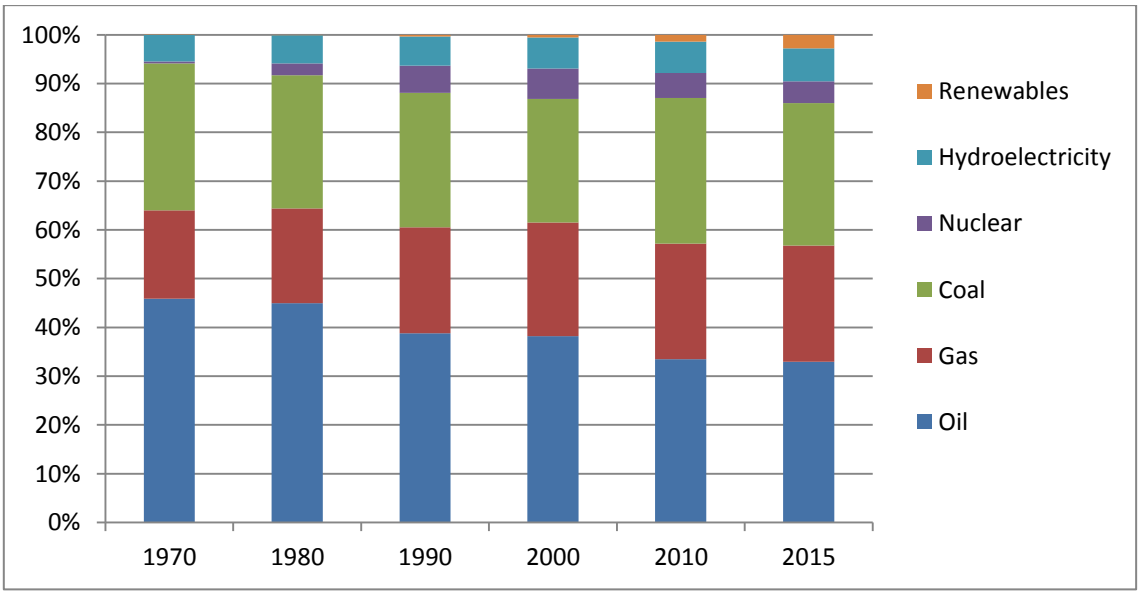
électriques. L'apparition du gaz naturel a partiellement répondu à la hausse de la demande d'énergie dans le monde. Compte tenu de ses qualités, le gaz naturel a été utilisé de plus en plus largement dans le monde et dans beaucoup de secteurs. La croissance de la consommation du gaz naturel joue un rôle majeur dans l'approvisionnement énergétique mondial, rôle qu'il devrait continuer à jouer dans le bilan énergétique de demain. Les figures 1.1 et 1.2 ci-dessous présentent l'évolution du gaz naturel dans le mix énergétique depuis 1970.

Figure 1.1 : L'évolution de la consommation du gaz dans le mix énergétique mondial



Source : BP, 2016

Figure 1.2 : La part du gaz naturel dans le mix énergétique



Sources : BP, 2016

Au cours de plus des quatre dernières décennies, la consommation du gaz naturel a plus que triplé (de 891Mtoe en 1970 à 3135 Mtoe en 2015), et sa part est passée de 18% du bilan énergétique mondial en 1970 à 22% en 1990 et 24% à présent, grâce à sa diffusion à tous les continents et au développement de usages dans tous les secteurs énergétiques. Dans les années 70, le gaz naturel est introduit dans les secteurs résidentiel et industriel pour remplacer le pétrole. Puis, le gaz naturel a commencé à être utilisé pour la production d'électricité.

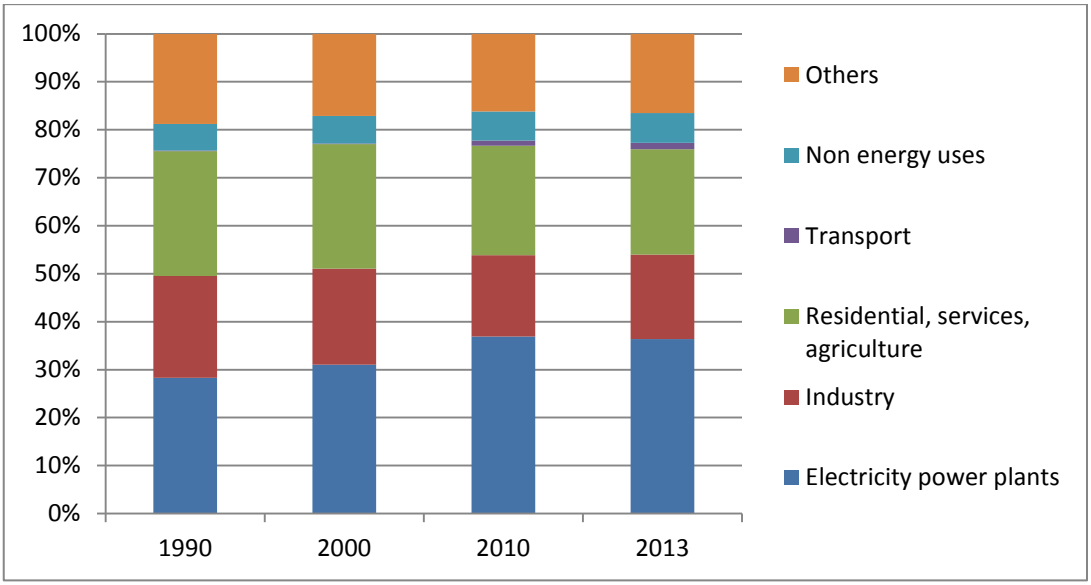
Le réchauffement climatique est devenu un problème de plus en plus important (la principale cause de ce phénomène est due à l'utilisation excessive des combustibles fossiles traditionnels comme le charbon, le pétrole au cours du siècle qui a augmenté les niveaux des gaz à effet de serre). Depuis les accords de Kyoto de 1997, les pays du monde entier ont été sous pression pour réduire leurs émissions de gaz tel que CO2, CO, NOx, SOx qui ont été responsables de l'augmentation des températures et du changement climatique mondial. Le gaz naturel est une énergie plus propre que le charbon et le pétrole. La combustion du gaz naturel émet 30% de moins de CO2 que le pétrole et 45% de moins de CO2 que le charbon, de même elle émet de faibles niveaux de NOx, SOx et de particules (voir le tableau 1.1 ci-dessus). Par conséquent, l'utilisation du gaz naturel s'est renforcée dans de nombreux domaines pour remplacer le charbon et le pétrole.

L'utilisation dans les principaux secteurs

Le gaz naturel joue un rôle de plus en plus important dans de nombreux secteurs économiques. Son usage s'est élargi à pratiquement tous les secteurs énergétiques. Les principaux secteurs qui utilisent du gaz naturel sont le secteur électrique, le secteur résidentiel, le secteur industriel, les transports... En 2012, le secteur électrique est le plus gros consommateur de gaz naturel, il représente environ 40% de la consommation mondiale de gaz. Le secteur industriel utilise environ 19% de la consommation totale de gaz, le secteur résidentiel/tertiaire 22%, les transports 3%, et le secteur énergie 11% et les autres usages (utilisation du gaz comme matière première principalement) 5% (IEA, 2012b). La figure 1.3 au-dessous présente répartition des usages du gaz naturel de 1990 à 2013.

Le gaz naturel n'a pas d'usage captif. Dans tous ces secteurs, il est en concurrence avec d'autres sources d'énergie (Rojey, 2013). Par exemple, le gaz naturel doit concurrencer le charbon, les énergies renouvelables, le nucléaire pour la production d'électricité ; concurrencer le pétrole dans les transports, concurrencer l'électricité dans le résidentiel… Cependant, il présente des avantages par rapport aux autres énergies combustibles, en particulier ses performances environnementales. De plus, les innovations technologies rendent son utilisation plus appropriée que celle de ses concurrents dans de nombreux secteurs.

Figure 1.3 : La répartition des usages du gaz naturel



Source : Enerdata, 2014

Le secteur résidentiel/ tertiaire

Le gaz naturel est traditionnellement consommé dans le secteur résidentiel. Il est habituellement utilisé comme combustible dans la production de chaleur pour la cuisson ou le chauffage. L'usage du gaz naturel dans ce secteur est favorisé par le fait qu'il ne nécessite pas de stockage au niveau de l'utilisateur. Aujourd'hui, la plupart des grandes villes d'Amérique du Nord, d'Europe et d'Asie du Nord disposent de vastes réseaux de gaz naturel approvisionnant les consommateurs résidentiels et commerciaux en gaz naturel propre et fiable, principalement pour le chauffage des locaux, le chauffage de l'eau et la cuisson. De nombreuses villes des pays en développement installent également des gazoducs et des réseaux locaux. Par ailleurs, le développement d'équipements très performants rend son utilisation très efficace en terme environnemental. Les chaudières à condensation permettent des rendements très élevés (90%). L'utilisation résidentielle du gaz continue d'augmenter en matière de quantité. Selon les données d'Enerdata, la consommation totale du gaz mondiale dans ce secteur en 1980 était de plus de 416Gm^3, et en 2013 ce chiffre est environ de 776 Gm^3. En 2013, 41% de la consommation de gaz naturel en Europe est destinée au secteur résidentiel/tertiaire, notamment pour le chauffage, alors que ce chiffre en Amérique du Nord et Asie est de 31% et 17% respectivement.

Cependant, les effets d'économie d'énergie des appareils modernes font diminuer le volume de consommation du gaz naturel dans ce secteur. Bien que, le volume de la consommation du gaz continue à augmenter, le taux de croissance est plus faible par rapport à d'autres secteurs, la part du gaz consommé dans le secteur résidentiel diminue, en particulier en Europe et en Amérique du Nord. Par exemple, selon Enerdata, la part du gaz consommé

dans ce secteur a diminué de 37% en 1980 à 31% en 2013 en Amérique du Nord, alors qu'au niveau mondial cette proportion a diminué de 28% en 1980 à 22% en 2013.

A l'avenir, l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments et le développement des énergies renouvelables (solaire, éolien, biomasse, géothermie) pourraient même faire diminuer la consommation de gaz du secteur dans plusieurs régions, pays dans le monde (Rojey, 2013).

Le secteur industriel

Le secteur industriel est très diversifié et comprend des industries telles que les produits chimiques, les métaux, les minéraux, le papier … Le gaz naturel trouve de nombreux usages dans l'industrie. Bien entendu, il est utilisé pour produire de la chaleur mais il entre aussi dans la composition de différents produits fabriqués tels que chimie, pharmacie, plastiques…. En fait, l'industrie est le plus grand consommateur de gaz naturel, représentant 33% de l'utilisation du gaz naturel dans tous les secteurs en 2015 selon l'AIE.

L'usage du gaz naturel dans le secteur industriel offre de nombreux atouts : il est facile à mettre en œuvre, ne nécessite pas de stockage, présente des coûts d'installation et de maintenance inférieurs aux autres combustibles fossiles, émet moins de CO_2, permet un contrôle précis des procédés et offre de hauts rendements énergétiques (Rojey, 2013). L'industrie chimique et le raffinage sont également des consommateurs importants de gaz naturel. Le gaz naturel sert en effet de matière première à la fabrication d'hydrogène, de méthanol et d'ammoniac, trois produits de base, qui sont ensuite réutilisés dans divers secteur industriels : le raffinage du pétrole, les solvants, les engrais, les plastiques, et les résines. Les implications en matière d'émissions liées à l'utilisation du gaz naturel comme matière première sont très différentes de celles des autres utilisations, car l'utilisation de matières premières transforme les molécules d'hydrocarbures en d'autres produits plutôt que de les brûler. En conséquence, lorsque le gaz naturel est utilisé comme matière première, très peu de gaz à effet de serre sont émis.

La disponibilité et la faiblesse des prix du gaz naturel sont des facteurs très importants qui influent sur l'utilisation du gaz dans le secteur industriel dans le monde. Par exemple, en 2010, l'éthane domestique a été vendu à la moitié du prix du naphta importé en Europe et, par conséquent, les fabricants de produits chimiques des États-Unis ont obtenu un avantage concurrentiel sur les marchés internationaux. L'offre abondante et les prix bas récemment ont conduit à une augmentation de la fabrication nationale, créant de nouveaux emplois et une valeur économique. De nombreuses entreprises ont annoncé des plans pour ouvrir de nouvelles installations dans les secteurs des produits chimiques, des matières plastiques, de l'acier et d'autres industries aux États-Unis.

La consommation du gaz naturel dans le secteur industriel dans le monde est très différente. Elle dépend de l'offre et du prix du gaz dans chaque région/pays. Dans les régions/ les pays émergents, la part du gaz utilisé dans l'industrie devrait sensiblement augmenter. Par exemple en Asie, la production d'engrais devrait nécessiter des volumes croissants de gaz naturel, à la fois comme combustible et comme matière première pour la fabrication d'urée et d'ammoniac. La part du gaz dans ce secteur est passée de 10% en 1990 à 17% en 2013.

Le secteur électrique

Depuis plus d'un vingtaine d'années, le secteur électrique est devenu le moteur principal de l'augmentation de l'utilisation du gaz naturel dans le monde. Cette tendance devrait se poursuivre du fait de la forte demande des pays émergents. En 1990, le secteur électrique absorbait 35% du gaz commercialisé, cette part est actuellement d'environ 40%. Le gaz représente aujourd'hui 21% de la production mondiale d'électricité, contre 15% en 1990. Il se situe en deuxième position, derrière le charbon à 41% (IEA, 2011b). On estime que d'ici 2020, 35 % du gaz commercialisé chaque année devrait être consommé par le secteur électrique.

Les centrales au gaz offrent en effet de nombreux avantages économiques et environnementaux. Le coût d'investissement par mégawatt installé pour la production d'électricité est relativement faible pour les centrales au gaz, par rapport aux centrales au charbon, nucléaires, ou aux énergies renouvelables. Par ailleurs, les centrales au gaz sont plus respectueuses de l'environnement que les centrales au charbon, grâce aux émissions de CO_2 par KWh produit deux à trois fois plus faibles, en raison des propriétés du gaz naturel ainsi que des rendements plus élevés (un rendement souvent supérieur de 50 % par rapport à environ 40% pour les centrales au charbon). Les centrales au gaz émettent également moins de particules nocives que les centrales au charbon ; la combustion du gaz naturel ne produit pas de poussière, très peu d'oxydes d'azote, et très peu d'oxydes de soufre (Chandra, 2006). Les centrales au gaz n'ont ainsi pas besoin des dispositifs de dépollution propres aux centrales au charbon, ce qui améliore leur compétitivité relative.

En revanche, le prix du gaz représente une grande partie des coûts supportés par les centrales au gaz, ce qui rend la rentabilité de la centrale très sensible à l'évolution du prix du combustible. L'utilisation de gaz naturel dans le secteur électrique dépend fortement du prix du gaz naturel. Dans les années 90 et au début des années 2000, la faiblesse des prix du gaz a stimulé la construction rapide de centrales au gaz. A l'inverse, sa hausse des prix du gaz n'est pas sans impact sur la demande, et le choix de certains opérateurs s'effectue au profit de nouvelles centrales au charbon. C'est particulièrement le cas des économies émergentes asiatiques où le charbon, pour des raisons économiques et d'indépendance énergétique, reste le combustible dominant dans la production d'électricité.

Cependant, avec les avantages des centrales au gaz par rapport aux centrales au charbon, et à la fois des progrès des technologies dans la production d'électricité au gaz, la consommation du gaz dans le secteur électrique a encore augmenté rapidement au cours des dernières décennies. Selon les données d'Enerdata, la part du gaz naturel consommé dans le secteur électrique mondial est passée de 22% en 1980 à 36% en 2013.

Le secteur du transport

Depuis longtemps, les avantages du gaz naturel comme carburant de transport sont bien connus, et le gaz naturel est considéré comme un carburant de remplacement pour le secteur des transports. L'utilisation du gaz naturel dans les transports présente l'avantage de ne pas nécessiter de modification importante du moteur, et de réduire significativement les émissions de CO_2 notamment grâce à un bon rendement énergétique. Des études indiquent que les véhicules fonctionnant au gaz naturel par rapport aux carburants conventionnels tels que l'essence et les carburants diesel peuvent réduire la production de CO de 90% à 97% et de CO2 de 25% (Chandra, 2006). Ce remplacement peut également réduire de façon significative les émissions de NOx, ainsi que les émissions non hydrocarbonées et les particules. Cela contribuera à réduire la pollution de l'environnement, en particulier dans de nombreux grands centres urbains du monde.

Cependant, la croissance de l'utilisation directe du gaz naturel dans le secteur des transports a été lente. Son utilisation se heurte actuellement aux difficultés d'approvisionnement en raison du nombre limité de stations locales et à la diversification énergétique dans les transports. Aujourd'hui, l'utilisation du gaz naturel dans les transports est limitée à son utilisation GNV (Gaz naturel véhicule). Le gaz naturel sert ainsi de combustible à 15 millions de véhicules dans le monde, principalement à des véhicules publics (transport en commun, camions bennes…), en particulier en Iran, au Pakistan, en Argentine, au Brésil, en Inde et en Chine.…(Rojey, 2013). Par conséquent, jusqu'à présent, la part du gaz naturel utilisé dans le secteur transport représente seulement environ 1% de la consommation totale mondiale.

1.1.2. Un bref panorama mondial

1.1.2.1. Les réserves de gaz naturel

Définition des réserves de gaz naturel

Les réserves de gaz sont constituées des volumes de gaz naturel récupérables dans des gisements exploités ou pouvant l'être au vu des critères techniques et économiques. Les réserves de gaz fluctuent donc en fonction de la disponibilité des moyens techniques permettant leur exploitation et des prix du marché au moment de leur exploration.

En général, il y a deux distinctions de base dans le monde. La distinction la plus répandue consiste à distinguer les réserves et les ressources, cette distinction s'applique aussi

bien au gaz conventionnel qu'au gaz non-conventionnel. Elles incluent le gaz en place, les ressources ultimes, les ressources et les réserves prouvées.

En dehors de cette distinction, les réserves de gaz naturel peuvent être classées selon le potentiel économique qu'elles représentent. Elles incluent :

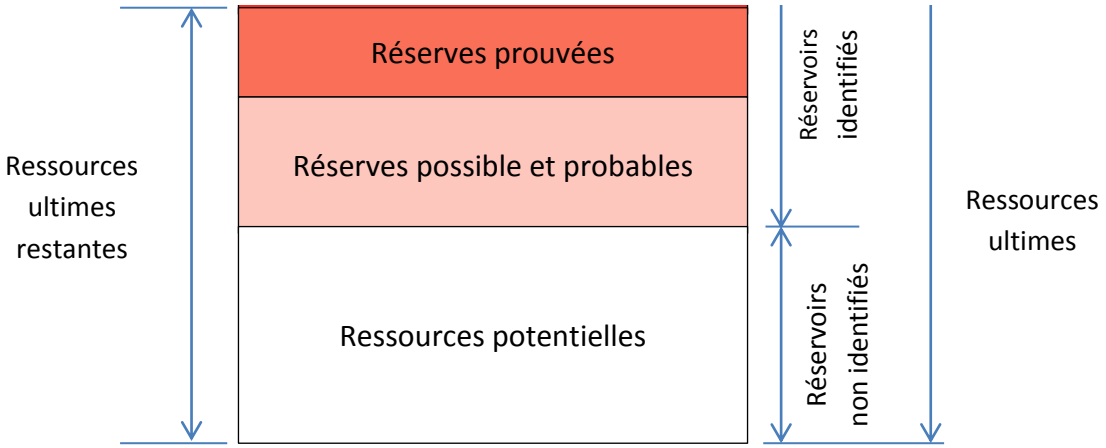
Les réserves prouvées qui concernent l'ensemble des quantités de gaz dont l'existence est établie et dont les chances de récupération et de rentabilisation, dans le cadre des données actuelles de la technique et de l'économie, sont d'au moins 90%

Les réserves probables qui ont été testées mais ne font pas l'objet d'une production. Elles concernent, pour un gisement identifié, les quantités de gaz ayant une probabilité supérieure à 50% d'être économiquement exploitables

Les réserves possibles qui concernent l'ensemble des quantités de gaz dont la probabilité de production est inférieures de 10%.

Pour plus de clarté, nous pouvons regarder la classification de CEDIGAZ des réserves de gaz naturel sur la figure 1.4

Figure 1.4 : La classification des réserves de gaz naturel



Source : CEDIGAZ

La définition des réserves prouvées signifie que leur volume dépend du niveau de connaissances géologiques du réservoir, du prix du gaz naturel et de l'état actuel de la technologie. Contrairement au pétrole, on ne peut pas parler d'une augmentation du taux de récupération qui permettrait une augmentation des réserves : en effet les taux de récupération pour les gaz conventionnels sont déjà en moyenne de 80% (Rojey, 2013).

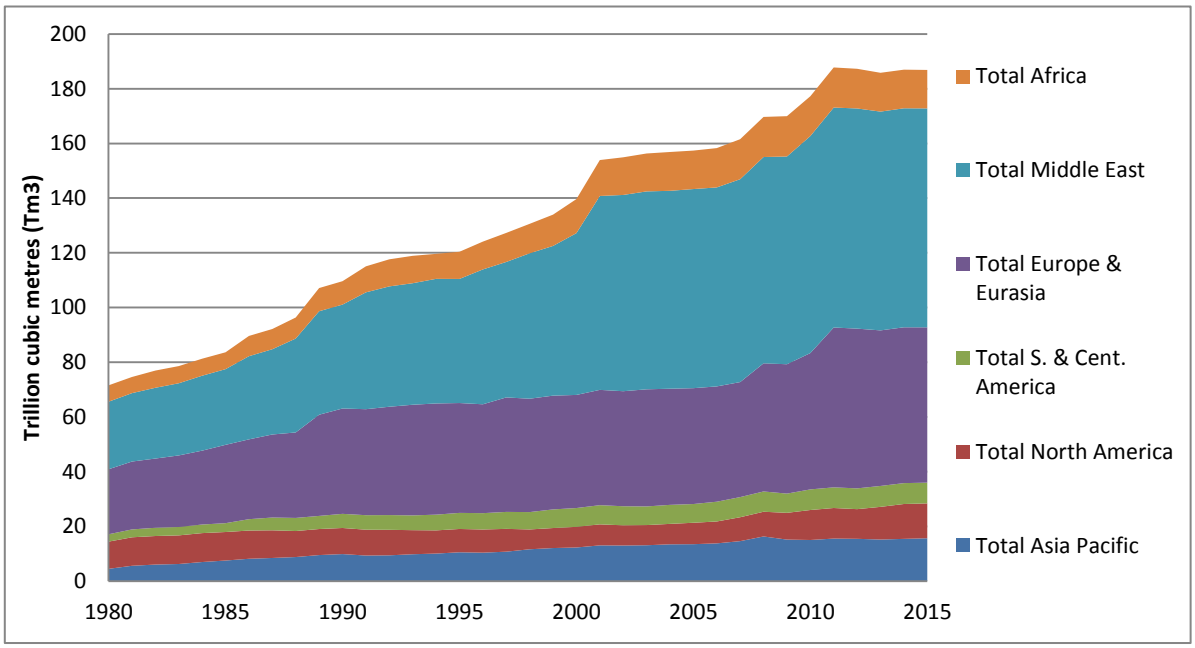
Panorama des réserves prouvées de gaz naturel

Contrairement à des estimations précédentes des réserves de gaz naturel, des études récentes montrent que les réserves mondiales de gaz naturel sont abondantes. Grâce à

l'amélioration des méthodes d'exploration, les réserves mondiales de gaz naturel ne cessent d'augmenter, en particulier avec les réserves de gaz non-conventionnels et de gaz de schiste en particulier. Ces dix dernières années, de nombreuses réserves de gaz non-conventionnel et plus particulièrement de gaz de schiste sont progressivement découvertes. La prise en compte des gaz non-conventionnels devrait à terme modifier la répartition géographique des réserves mondiales et la géopolitique du gaz. Par exemple selon l'IFP, bien que d'autres gaz non-conventionnels soient encore majoritaires comme le gaz de charbon aux États-Unis, les réserves de gaz de schiste représenteraient déjà plus de 4 fois le volume des réserves de gaz conventionnel.

À la fin de l'année 2015, selon le BP statistique Review, les réserves prouvées de gaz naturel s'élèvent à environ 190Tm^3 et représentent plus de 53 ans de consommation au niveau actuel. Le renouvellement des réserves prouvées a été beaucoup plus rapide que leur production. En 1970, les réserves prouvées s'élevaient à 40Tm^3 seulement, en 1980 à 72Tm^3, en 2000 à 140Tm^3. Le taux de croissance annuel moyen des réserves de gaz naturel dans le monde de 1980 à 2015 est de 2,8%. Les figures 1.5 et 1.6 au-dessous présentent l'augmentation et le changement de la part des réserves prouvées du gaz naturel dans le monde.

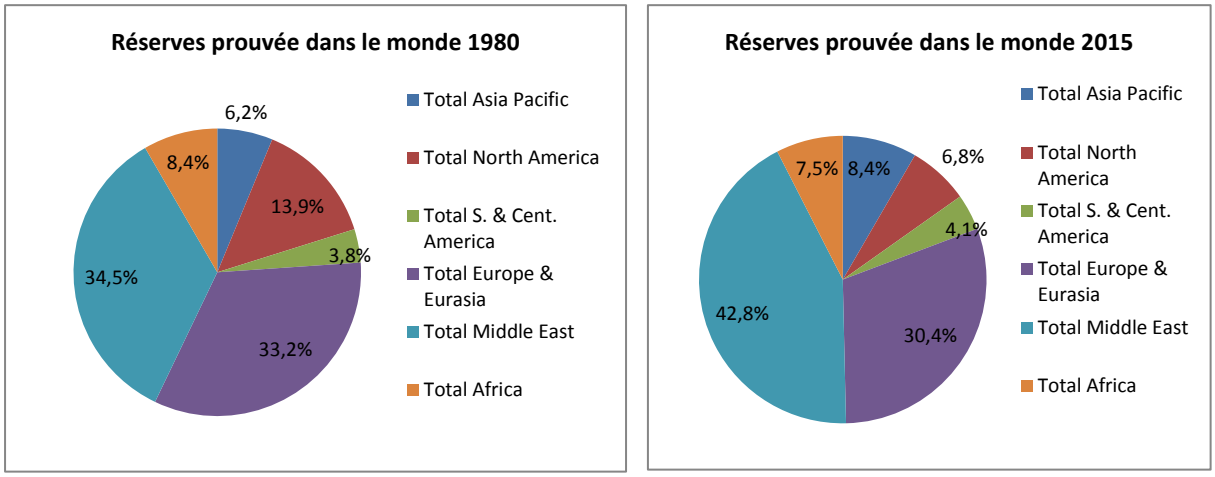
Figure 1.5 : L'évolution des réserves prouvées du gaz naturel dans le monde



Sources : BP,2016

En 2015, selon les données statistiques de BP, la Russie détient les premières réserves mondiales de gaz naturel et est le deuxième producteur de gaz. Quatre pays détiennent les deux tiers des réserves mondiales : la Russie, l'Iran, le Qatar, et le Turkménistan. Donc, les réserves prouvées mondiale se concentrent dans les régions Moyen-Orient et Europe-Eurasie.

Figure 1.6 : Les réserves prouvées de gaz naturel dans le monde en 1980 et en 2015



Source : *BP, 2016*

Dans la période de 1980 à 2015, les réserves prouvées du gaz naturel mondial ont eu une augmentation forte, en particulier au Moyen-Orient qui possède une forte proportion de gisements géants. Le taux de croissance moyen annuel des réserves prouvées de cette région est de 3,4% par an. En 2015, les réserves du Moyen-Orient sont considérables et représentent 43% des réserves mondiales par rapport à 34,5% en 1980.

Les réserves de gaz naturel dans la région Europe et Eurasie en 2015 sont de 56,8Tm^3 et représentent 30,4% des réserves mondiales. Elles ont augmenté de 138,9% par rapport à 1980. Dans cette région, les réserves se concentrent principalement en Russie et d'autres pays de l'ex-Union Soviétique comme le Turkménistan, le Kazakhstan…

Dans la zone Nord – Américaine, la croissance des réserves prouvées de gaz naturel est très faible, voire en diminution dans la période des dernières années 1980 au début des années 2000. Après les années 2000, l'apparition du gaz non-conventionnel, en particulier le gaz de schiste aux États -Unis a changé le contexte du gaz naturel en Amérique du nord. En 2015, les réserves prouvées de gaz naturel dans cette zone sont de 12,8Tm^3. Elles représentent 6,8% des réserves mondiales.

D'autres régions dans le monde comme l'Amérique latine et l'Afrique ont augmenté la majorité de leurs réserves de gaz naturel. Cependant, leurs réserves de gaz naturel représentent seulement 4,1% et 7,5% des réserves prouvées totales mondiales en 2015.

Les ressources ultimes restantes de gaz naturel

Les ressources restantes de gaz conventionnel ne sont pas également réparties sur la planète. Les pays d'Eurasie et le Moyen – Orient en détiennent 61%. Les estimations des ressources restantes de gaz naturel sont très différentes. Selon d'étude du Massachusetts Institute of Technology (MIT) en 2011, la moyenne des ressources restantes est estimée à

environ 458Tm^3, soit 150 fois la consommation annuelle en 2009 (MIT, 2011). Alors que selon l'AIE les ressources restantes récupérables de gaz sont estimées à 752Tm^3, dont 421Tm^3 pour le gaz conventionnel et 331Tm^3 pour le gaz non-conventionnel (IEA, 2012a). Le potentiel représente 250 ans de production actuelle. Selon les évaluations actuelles, les ressources de gaz de schiste s'élèvent à 208 Tm^3, celle de tight gas à 76Tm^3 et celles de gaz de charbon à 47Tm^3 (Rojey, 2013). Les hydrates de gaz représentent une ressource supplémentaire mais elles sont encore très mal connues. Les travaux d'exploration – production dans le monde se focalisent sur les gisements en eau profonde, les gaz non-conventionnels et les gaz acides.

Le défi majeur actuel de l'exploration des gaz conventionnels est la capacité de produire et d'acheminer du gaz exploité dans des conditions de plus en plus difficiles à un coût économique. Un part croissante des réserves de gaz naturel, 28% des réserves restantes, se trouve au large des côtes (Serbutoviez, 2012). Maintenant, la production est bien maîtrisée pour des profondeurs classiques jusqu'à 1 000m. Pour la production des gisements situés à une profondeur de plus de 1 000m, il y a de nombreux défis technologiques et environnementaux majeurs, l'offshore profond requiert des investissements particulièrement lourds, et les coûts d'exploitation sont importants. Entre 1997 et 2007, c'est dans ces grandes profondeurs de la terre que plus de 20% des nouvelles réserves mondiales ont été découvertes (Rojey, 2013). Avec les réservoirs profondément enfouis (plus de 5 000m), à haute pression et haut température, le développement de nouvelles techniques et outils de forage devient nécessaire, ainsi que de nouveaux matériaux susceptibles de garantir, dans la durée, la résistance des puits.

Une part importante des réserves de gaz conventionnel est constituée de gaz acides. Près de 40% des réserves restantes inexploitées sont des gaz acides(contenant plus de 10% d'hydrogène sulfuré (H_2S) et recelant plus de 10% de dioxyde de carbone (CO_2) (TOTAL, 2007). Ces gisements se répartissent dans toutes les régions du monde. Ces champs requièrent des techniques et matériaux permettant de traiter en toute sécurité les gaz agressifs.

L'Arctique recèle près de 30% des ressources gazières encore à découvrir dans le monde (Gautier et al., 2009). Avec un tel potentiel, la région compte parmi les nouveaux territoires qui contribueront à répondre à la croissance de la demande mondiale en énergie. Mais en ouvrir l'accès suppose de relever des défis complexes. Produire le gaz présent dans l'Arctique va donc demander des technologies innovantes et d'énormes investissements, en dehors des problèmes de la géopolitique, et de l'environnement.

L'estimation des réserves évolue en fonction de paramètres économiques et technologiques. Il est donc difficile de définir précisément et incontestablement le potentiel de production des réserves de gaz à moyen ou à long terme. Cependant, le développement et la maîtrise de technologies avancées permettent d'envisager avec assurance une amélioration du

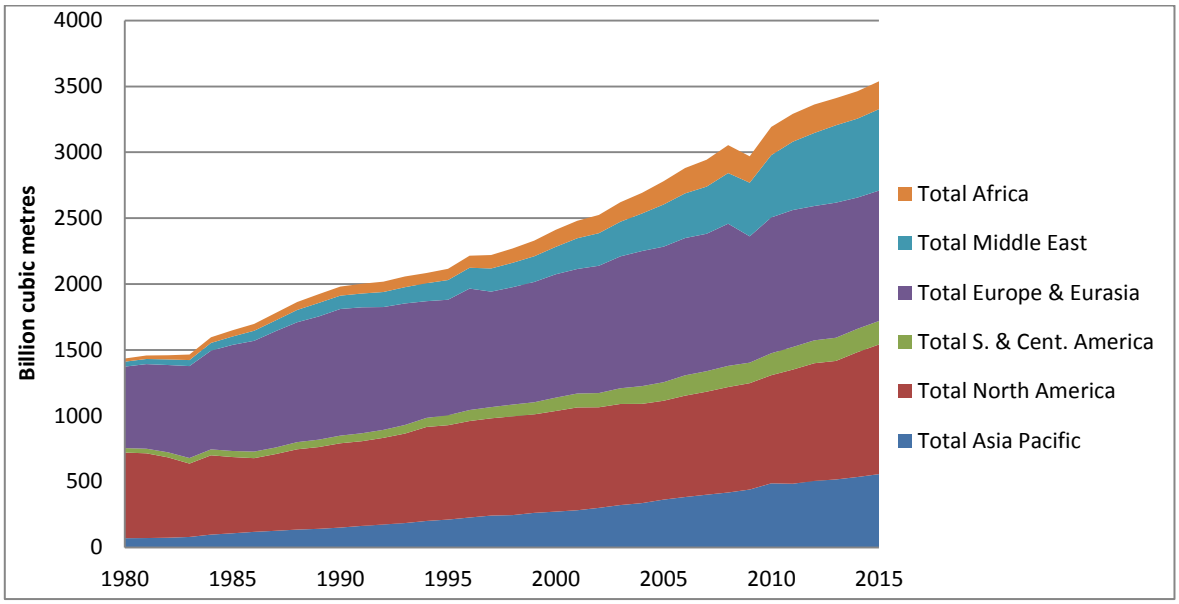
taux de récupération à l'avenir ainsi qu'une mise en exploitation croissante de réserves de gaz non-conventionnel. L'exploration s'intensifie dans des zones difficiles d'accès qui pourraient renfermer d'importantes réserves de gaz.

1.1.2.2. La production gazière

Bien que les ressources soient importantes, la base d'approvisionnement est concentrée géographiquement, avec une estimation de 70% dans seulement trois régions: la Russie, le Moyen-Orient et l'Amérique du Nord. Selon les données statistiques de BP en 2016, la production mondiale est passée de 1 434 Gm^3 en 1980 à 3 539 Gm^3 en 2015 (voir la figure 1.7 au-dessous), soit une croissance de 146,7%. La croissance moyenne annuelle est de 2,6%. Elle a triplé depuis 1970 et n'a connu qu'une année de décroissance, en 2009, lors de la crise économique et financière, qui a réduit la demande des producteurs d'électricité et des industriels.

La majeure partie de l'accroissement observé depuis 2000 (environ 1 000Gm^3) provient du Moyen – Orient, de l'Asie-Océanie, de la CEI et depuis le milieu des années 2000 des États-Unis. Grâce aux gaz non-conventionnels, en particulier aux gaz de schiste, les États-Unis sont devenus le premier producteur mondial de gaz en 2009, dépassant la Russie.

Figure 1.7 : La production de gaz naturel dans le monde de 1980 à 2015



Source : BP, 2016

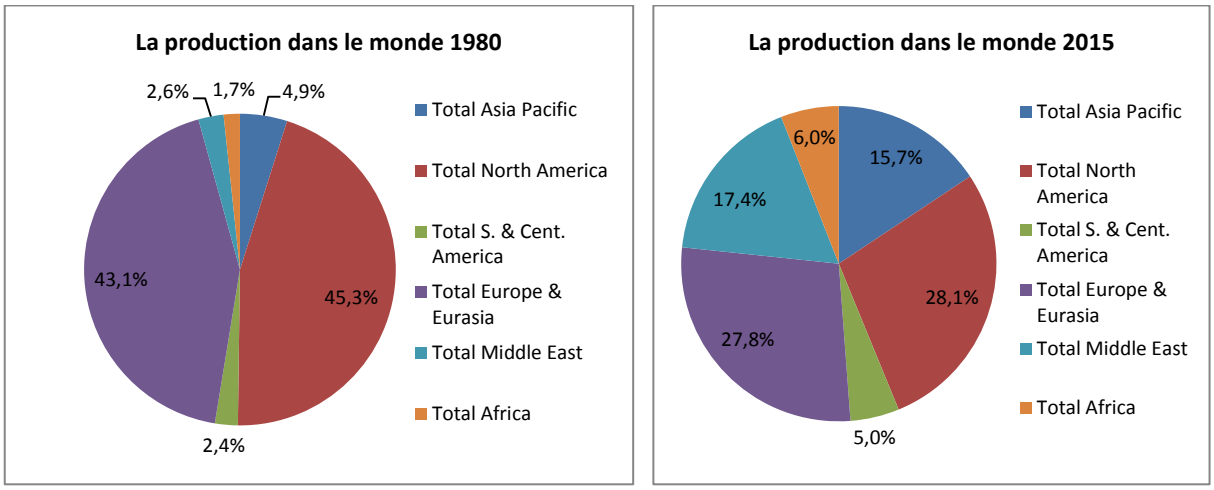
La part de la production de gaz naturel dans le monde a changé sur la période 1980 - 2015. A partir de la figure 1.8 nous voyons qu'environ 90% de la production mondiale du gaz naturel dans les années 1980 est concentrée principalement en Amérique du Nord et en Europe-Eurasie. Dans autres régions, la production du gaz était insignifiante. Pour la même période, la croissance moyenne annuelle au Moyen - Orient est la plus forte avec 8,3%, puis ce sont l'Afrique et l'Asie-Pacifique avec des taux de croissantes de 6,4% et de 6,1%

respectivement. Donc la structure de la production du gaz naturel a connu beaucoup de changement.

Maintenant, la production mondiale se concentre essentiellement dans la région Europe-Eurasie avec la Russie comme grand producteur. La production de cette région représente environ 27,8% de la production mondiale en 2015. La région Nord-Américaine avec la révolution du gaz de schiste aux États-Unis représente 28,1% de la production mondiale en 2015. La région Moyen-Orient avec son grand potentiel de gaz conventionnels, a vu dans les années récentes, le développement de l'exploitation du gaz naturel. En 2015, la production, soit 618 Gm^3, a plus que doublé au cours des dix dernières années et représente 17,4% de la production mondiale par rapport à 2,6% en 1980.

En 2015, la production de l'Asie–Pacifique a représenté 15,7% de la production totale mondiale, soit 557Gm^3. L'Amérique latine a produit 178 Gm^3 en 2015, la production de la zone représente environ 5% du total mondial. Et l'Afrique a produit 212Gm^3 en 2015, représentant plus de 6% du total mondial.

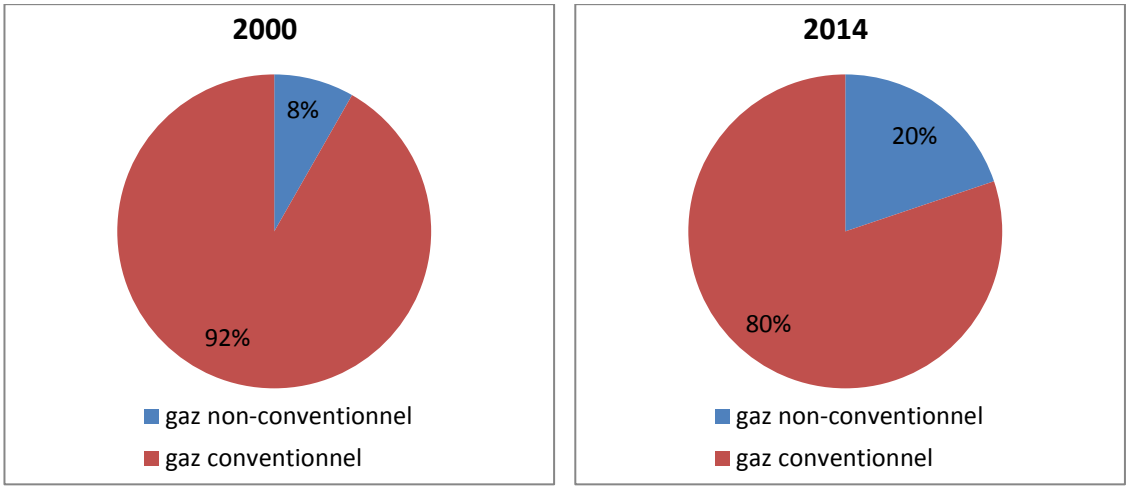
Figure 1.8 : La part de la production de gaz naturel dans le monde en 1980 et 2015



Source : *BP, 2016*

Avant les années 2000, la production mondiale de gaz naturel était presque totalement issue du gaz conventionnel. Après 2000, grâce aux progrès technologiques, l'exploitation commerciale des ressources de gaz non-conventionnelles s'est développée. Selon les données de l'AIE, la production des gaz non-conventionnels en 2000 ne représentait que 8% de la production totale, soit 207 Gm^3. Ce chiffre a augmenté rapidement et atteint plus 700Gm^3 en 2014, soit 20% de la production totale (voir la figure 1.9 au-dessous). Plus moitié de cette production provient des gaz de schiste. La majeure partie de cette production provient des États-Unis, en particulier la révolution du gaz de schiste récente a augmenté rapidement la production de gaz non-conventionnel mondiale. Certains prévoient que la production de gaz non-conventionnel, le gaz de schiste en particulier, va jouer un rôle important sur la production mondiale du gaz dans l'avenir.

Figure 1.9: Le changement de la production de gaz naturel selon les différents types de gaz



Source : IEA, 2016

La production future de gaz dépend de beaucoup de facteurs comme l'évolution de la demande, les réserves, les évolutions des prix du gaz naturel, les changements dans les politiques gazières, énergétiques et environnementales, et de la confirmation du potentiel des gaz non-conventionnels en général et du gaz de schiste en particulier dans le monde.

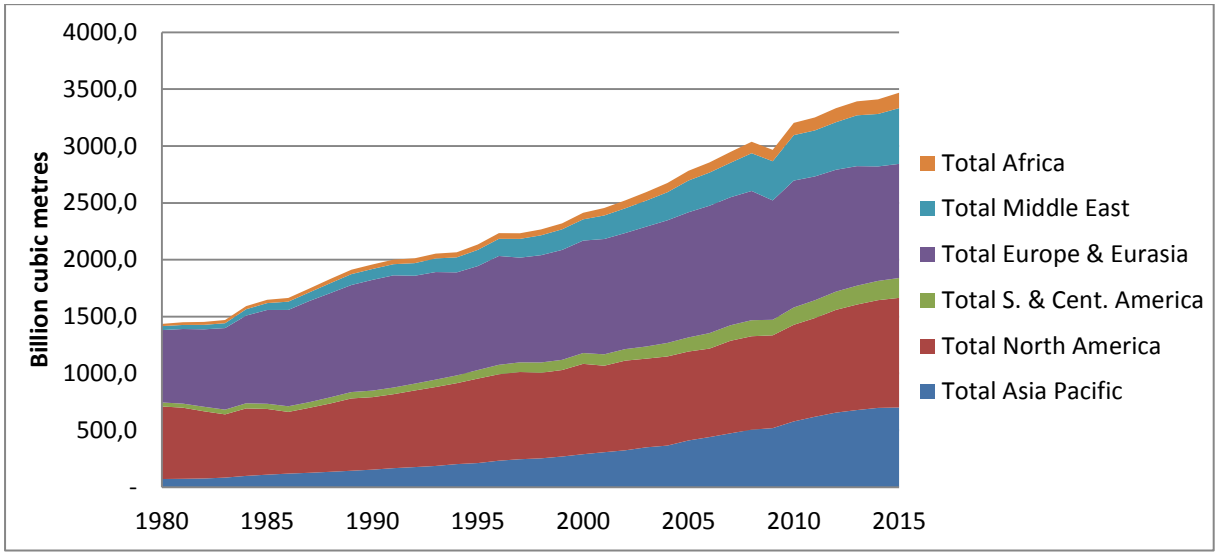
A l'avenir, l'augmentation de la production du gaz naturel dans le monde se localisera essentiellement au Moyen-Orient, en Russie, en Australie, en Afrique, en Amérique Latine, en Asie. Pour le gaz non-conventionnel, elle se localisera principalement en Amérique du Nord, voire en Chine, et dans d'autres pays. Alors que, en Europe occidentale, la production estimée déclinera.

1.1.2.3. La consommation gazière

L'essentiel de la croissance de la demande mondiale observée depuis 2000 (près de 1000 Gm^3) provient de l'Asie (principalement de la Chine et de l'Inde) et du Moyen-Orient, et la reprise de la demande de gaz aux États-Unis depuis 2007. La consommation de gaz naturel ne cesse de progresser, c'est aujourd'hui la troisième source d'énergie la plus utilisée dans le monde, après le pétrole et le charbon (OECD/IEA, 2013). Au cours de plus des quatre dernières décennies, sa consommation a plus que triplé et sa part est passée de 18% du bilan énergétique mondial en 1971 à 21% en 1990 et 24% en 2015 (BP, 2016a).

Sur la période de 1980 à 2015, le taux de croissance moyen de la consommation mondiale est de 2,6% par an. La région Moyen-Orient a le taux de croissance le plus élevé avec 7,8 % par an dans cette période, après c'est la région Asie-Pacifique avec 6,7% par an. La région qui consomme le plus de gaz naturel dans le monde est la région Europe-Eurasie, suivie par la région Nord-Américaine, et les pays émergents de la région Asie-Pacifique au cours des dernières décennies, compte tenu de l'augmentation de consommation de la Chine et de l'Inde.

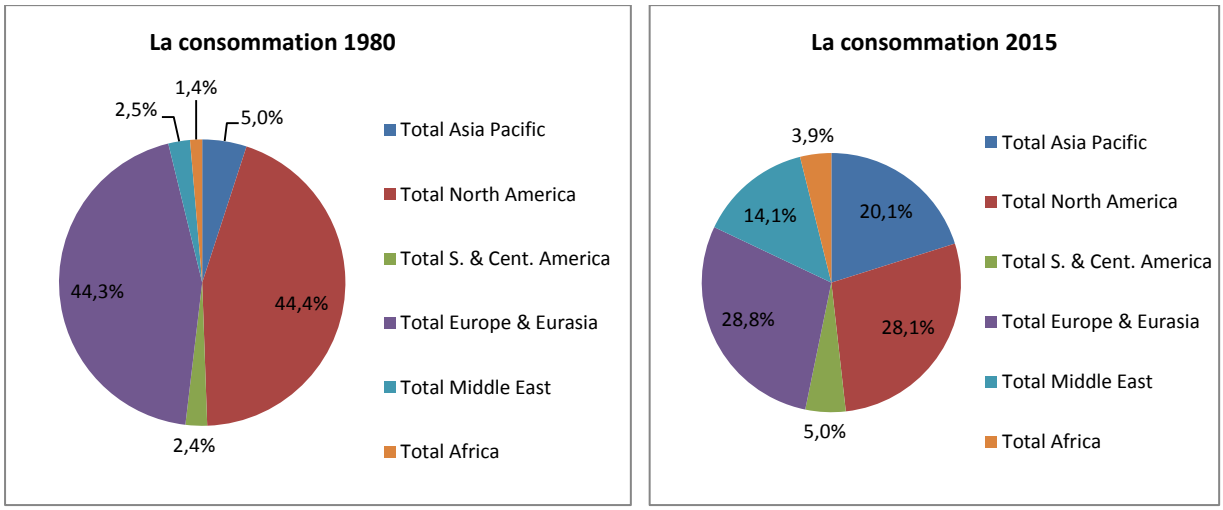
Figure 1.10 : La consommation de gaz naturel dans le monde : période 1980-2015



Source : BP, 2016

La part du gaz naturel dans le mix énergétique a beaucoup varié selon les régions considérées. Dans les années 2000, la plupart de la consommation mondiale du gaz est concentrée dans les deux régions : Europe-Eurasie et Amérique du Nord, régions qui ont les économies les plus développées, et la demande d'énergies la plus importante. Mais en Eurasie, suite à la réorganisation de l'ex-URSS et à la fermeture des industries lourdes les plus énergivores, la consommation de gaz a connu une chute brutale dans les années 90 (consommation de 500Gm^3 à la fin des années 90). Depuis, elle a repris une tendance haussière, en lien avec la croissance économique de la région. Après 1990, l'apparition des économies émergentes a conduit la demande d'énergie en général, le gaz naturel en particulier, à augmenter. Donc, la consommation du gaz en dehors de l'Europe et l'Amérique du Nord a augmenté rapidement.

Figure 1.11 : La structure de la consommation du gaz dans le monde selon les régions



Source : BP, 2016

À présent, l'Europe-Eurasie est encore le premier consommateur de gaz naturel. En 2015, le volume de gaz consommé dans cette région était de plus de 1 000Gm^3, soit 28,8% de consommation totale mondiale. Le deuxième consommateur est la région Nord-Américaine qui représente 28,1% de la consommation mondiale. L'utilisation du gaz dans la région Asie-Pacifique a augmenté rapidement ; de 72 Gm^3 soit 5% du total mondial en 1980 à plus de 700 Gm^3, soit plus de 20% du total mondial en 2015. Le Moyen-Orient connaît une hausse rapide de la consommation, qui a doublé au cours de la dernière décennie et atteint 490 Gm^3 en 2015, représentant maintenant 14,1% du total mondial. Les besoins industriels, pétrochimiques en particulier, et en électricité continuent de tirer vers le haut la consommation de gaz qui assure près de la moitié des besoins en énergie primaire de la zone. L'Amérique latine et l'Afrique ont la croissance de consommation la plus rapide dans la dernière décennie.

Le gaz naturel va continuer à jouer un rôle majeur pour satisfaire la croissance future de la demande énergétique mondiale dans le contexte de la transition vers un système énergétique durable. Des fondamentaux classiques, qu'ils soient d'ordre environnemental, technologique ou économique, convergent en faveur d'une croissance soutenue de la consommation du gaz naturel à l'avenir. Par ailleurs, la révolution des gaz non-conventionnels en Amérique du Nord et l'engouement qu'ils suscitent dans le reste du monde ouvrent des perspectives de croissance favorables à l'offre de gaz. Cependant, le développement futur de la consommation gazière dépend de beaucoup de conditions telles que la croissance économique, des politiques énergétiques et environnementales, du potentiel des gaz non-conventionnels, et de la concurrence entre le gaz naturel et les autres sources d'énergie.

1.1.3. La commercialisation internationale du gaz naturel

1.1.3.1. Le marché du gaz naturel et les échange de gaz au niveau mondial

À la différence du marché du pétrole, il n'existe pas un marché mondial du gaz naturel mais au contraire un marché segmenté en trois zones géographiques distinctes, dans lesquelles la formation des prix obéit à des logiques différentes : le marché nord-américain, le marché européen et le marché asiatique (Boiteux et al., 2010). Chaque marché a une structure différente résultant du degré de maturité du marché, des sources d'approvisionnement, de la dépendance aux importations et d'autres facteurs géographiques et politiques. Chaque région, chaque marché a également des formules et des mécanismes de prix différents. Par conséquent, le prix du gaz naturel dans le monde est très différent selon les régions.

Les États-Unis ont un prix défini par l'offre et la demande et une concurrence gas-gas gèrent les risques sur les marchés spot et dérivés. Le marché européen repose davantage sur des contrats à long terme avec une indexation des prix basée sur un mélange de combustibles concurrents tel que des produits pétroliers. Il en est de même pour l'Asie qui utilise le prix pétrole brut comme référence pour les prix du gaz naturel et privilégie les contrats à long

terme. Cette structure a maintenu les prix du gaz naturel en Europe et en Asie plus élevés par rapport au marché d'Amérique du Nord jusqu'en 2015. La baisse des prix du pétrole les a fait fortement chuter depuis.

En comparaison avec le marché pétrolier, les marchés du gaz naturel sont plus petits et moins matures. Les caractéristiques physiques du gaz naturel limitent les options de transport. Contrairement au pétrole, les coûts de transport représentent une part importante du coût total livré du gaz naturel. De plus, compte tenu des coûts d'investissement initiaux très élevés, des contrats à long terme ont été nécessaires pour garantir le développement de l'infrastructure. Ils ont assuré un marché pour le fournisseur et limité la volatilité des prix (Speight, 2013) (MIT, 2011).

Le commerce mondial du gaz est concentré sur trois marchés régionaux : l'Amérique du Nord, l'Europe, et l'Asie. Il y a des mouvements importants de gaz au sein de chacun de ces marchés, mais les échanges sont encore limités entre eux. Le gaz est échangé soit par gazoduc soit sous forme de GNL. Au sein du commerce mondial du gaz, le gaz échangé par gazoduc représente environ 67% des échanges, contre 33% pour le GNL selon les données de BP en 2015. Néanmoins la part du GNL devrait s'accroître, ce qui conduira sans doute à une meilleure intégration des divers marchés à l'échelle mondiale.

Les gazoducs peuvent transiter dans de nombreux pays. Cependant, le nombre de parties impliquées dans un projet de pipeline multinational peut ralentir considérablement le développement du projet et soulever des risques de transit affectant la sécurité d'approvisionnement en raison de risques politiques, de conflits d'intérêts.

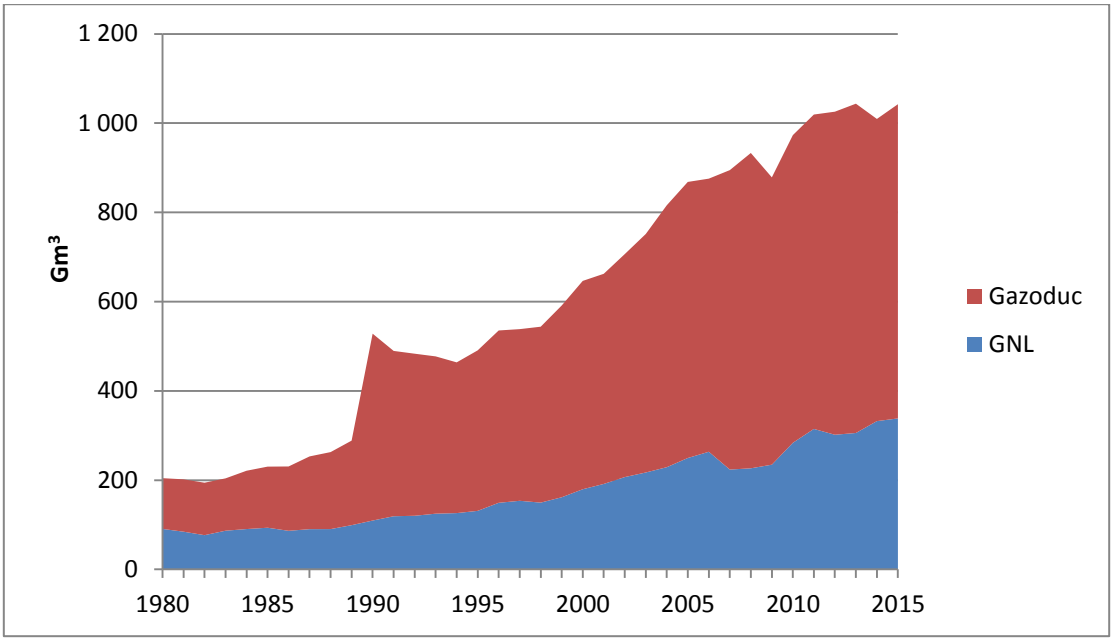
Le transport du gaz par pipeline présente un avantage économique dans le cas de distances courtes, mais dans le cas de distances plus longues, le GNL tire avantage. Le GNL est un facteur important du développement d'un marché mondial du gaz car il permet des arbitrages entre les trois marchés régionaux. Il permet une diversification de l'approvisionnement. En outre, avec le GNL, il n'existe pas de problème de transit. Toutefois, pour minimiser des risques dans les investissements, ainsi qu'assurer l'approvisionnement, on a recours à des contrats de long terme (MIT, 2011).

La figure 1.12 au-dessous présente le commerce du gaz naturel dans le monde de 1990 à 2015 et montre que les échanges de gaz naturel ont augmenté rapidement. En 1980, le total du gaz commercialisé dans le monde était environ de 200Gm^3, ce chiffre a augmenté cinq fois à plus de 1 040 Gm^3 en 2015, soit 27% de la consommation totale mondiale (IGU, 2016).

Les exportateurs principaux sont la Russie, la Norvège, l'Algérie le Qatar, la Malaisie, l'Indonésie. Les importateurs principaux étaient des pays de l'UE, des pays en Asie, et des pays en Amérique du Nord. Dans les années récentes, les importations du gaz naturel en

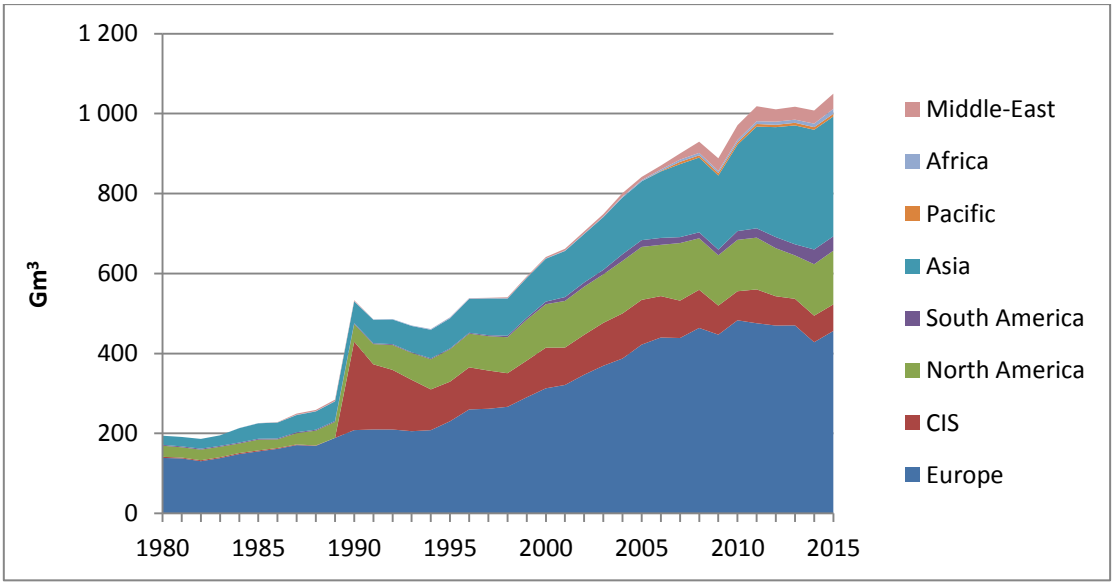
Amérique du Nord ont diminué, tandis que d'autres régions du monde elles ont eu tendance à augmenter fortement, en particulier en Asie (voir la figure 1.13)

Figure 1.12 : Le commerce du gaz naturel dans le monde



Source : Enerdata et BP 2016

Figure 1.13 : Importation du gaz naturel dans le monde



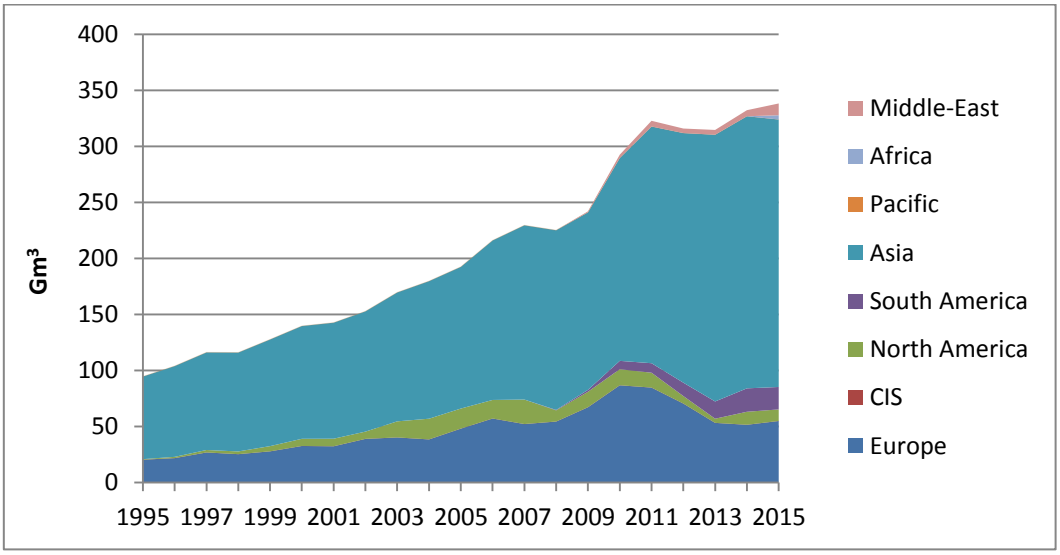
Source : Enerdata, et BP 2016

Le commerce mondial du GNL a augmenté régulièrement depuis la première livraison de GNL à la fin des années 1950. Le nombre de pays producteurs de GNL et des pays consommateurs a augmenté rapidement dans les dernières décennies, et continuera de croître dans l'avenir. Selon l'estimation récente de l'AIE, plus de 800 milliards de dollars de

nouveaux investissements dans la chaîne GNL, seront nécessaires pour répondre à la demande d'ici 2040 (IEA, 2016a). Par conséquent, le commerce du GNL va devenir plus concurrentiel et affecter le marché du gaz mondial.

Dans la figure 1.12, nous voyons que, le commerce du gaz mondial sous forme de GNL a augmenté rapidement dans les dernières décennies. En 1980, le volume d'échange de GNL dans le monde était seulement de plus de 90 Gm^3, en 2015 il a augmenté à plus de 340 Gm^3, soit 32,5% du commerce total du gaz naturel. Avec ses avantages, le GNL joue un rôle de plus en plus important dans le commerce mondial du gaz naturel. Actuellement, les principaux exportateurs de GNL proviennent de la région asiatique, tels que l'Indonésie, la Malaisie, du Moyen Orient, tel que le Qatar, d'Afrique tels que l'Algérie, le Nigéria. En termes d'importation du GNL, les pays asiatiques sont le premier importateur de GNL dans le monde. La quantité d'importation du GNL de l'Asie représente plus de 70% du commerce total du GNL. Les pays importateurs traditionnels du GNL dans cette région sont le Japon, la Corée du Sud, le Taiwan, et la forte croissance d'importation des pays émergents tels que la Chine, l'Inde et les pays d'Asie du Sud-est dans les dernières décennies. Le deuxième importateur du monde est l'Europe, elle représente environ 20% du commerce total du GNL. Néanmoins, l'importation de cette région présente des signes de stabilisation, même de diminution au cours des dernières années (voir la figure 1.14).

Figure 1.14 : Importation du GNL dans le monde



Source : Enerdata, et BP 2016

De nombreuses raisons expliquent la croissance rapide du commerce mondial du GNL dans la période récente: la diminution de la production du gaz en Europe, en Asie, en Amérique du Nord (avant la révolution du gaz de schiste) et l'augmentation rapide des énergies propres comme le gaz naturel pour protéger l'environnement après le protocole de Kyoto; le prix élevé de l'énergie a encouragé des grandes entreprises et des détenteurs de

ressources à investir dans des projets pour exporter du GNL, les importateurs ont également des avantages économiques à utiliser du GNL.

1.1.3.2. L'évolution du prix du gaz naturel

Panorama des mécanismes du prix du gaz naturel

Chaque région, chaque marché a des formules et des mécanismes de prix différents. Selon l'IUG (Union Internationale du Gaz) il existe des types de mécanisme de prix différents. Ce sont les suivants :

Oil Price Escalation (OPE) : Dans ce mécanisme, le plus souvent, le prix du gaz naturel est lié à un prix de base et comporte une clause d'indexation selon le prix des combustibles concurrents, généralement le pétrole brut, l'huile de gaz et/ou fioul. Dans certains cas, le prix du charbon ou de l'électricité fait partie de la clause d'indexation. Le prix du gaz est ajusté par une fraction de la variation de la valeur d'indexation en fonction du facteur qui est approuvé dans le contrat. L'OPE est le mécanisme de prix dominant dans certaines régions de l'UE et en Asie (IGU, 2014).

Gas-on-Gas Competition (GOG) : Le prix est déterminé par l'interaction de l'offre et la demande. Il est coté sur une variété de périodes différentes (quotidienne, mensuelle, annuelle ou autres périodes). Les négociations se déroulent sur des plates-formes physiques comme le Henry Hub aux États-Unis ou des plates-formes virtuelles telles que BNP au Royaume-Uni. Les négociations seront probablement soutenues par le développement des marchés à l'avenir et les échanges de produits de base en ligne (IGU, 2011). Le marché spot de GNL est également inclus dans cette catégorie. Maintenant, le mécanisme GOG est dominant aux États-Unis et au Royaume-Uni (IGU, 2014).

Bilateral Monopoly (BIM) : Le prix est déterminé par les discussions bilatérales et les accords entre un grand vendeur et un grand acheteur, avec le prix fixé pour une période de temps - en général, cette durée est d'un an. Généralement, les prix sont définis par l'Etat. Contrairement au mécanisme GOG où il y a plusieurs acheteurs et vendeurs, dans ce mécanisme, généralement, il y a un seul acheteur ou un seul vendeur qui est dominant sur au moins un côté de la transaction. Dans ce mécanisme, la politique joue un rôle important à côté de l'économie (IGU, 2014).

Ce mécanisme est dominant dans les pays de l'ex-Union soviétique. Il y a souvent des éléments de troc avec les acheteurs pour payer une partie de leur approvisionnement en gaz par les services de transport ou en participant à des projets de développement sur le terrain et à la construction d'un pipeline (IGU, 2011).

Netback from Final Product (NET) : Le prix reçu par le fournisseur du gaz est le prix au consommateur final moins les couts de transports et autres couts. Par exemple, le prix reçu par le fournisseur du gaz du secteur de l'électricité peut être mis en relation et fluctuer

avec le prix de l'électricité. La fixation de prix basée sur ce mécanisme est utilisée quand le gaz est une matière première pour la production chimique, comme l'ammoniac ou le méthanol et représente le prix variable important dans la production du produit (IGU, 2014).

Regulation: Cost of Service (RCS) Le prix est déterminé ou approuvé par une autorité réglementaire, ou peut-être un ministère, mais le niveau est défini pour couvrir les «coûts du service», y compris le retour sur investissement et un taux de rendement raisonnable (IGU, 2014).

Regulation: Social and Political (RSP) : Le prix est fixé, sur une base irrégulière, probablement par un ministère, sur une base politique / sociale, en réponse à la nécessité de couvrir l'augmentation des coûts, ou éventuellement d'accroître les recettes (IGU, 2014).

Regulation: Below Cost (RBC) : Le prix est établi sciemment au-dessous du coût moyen de production et de transport du gaz souvent comme une forme de subvention de l'Etat à sa population (IGU, 2014).

No Price (NP) : Le gaz produit est soit brûlé, ou fourni gratuitement à la population et à l'industrie, peut-être comme matière première pour les usines chimiques et d'engrais. Le gaz produit peut être associé avec du pétrole et / ou des énergies liquides et traité en tant que sous-produit (IGU, 2014).

Evolution des mécanismes du prix du gaz naturel

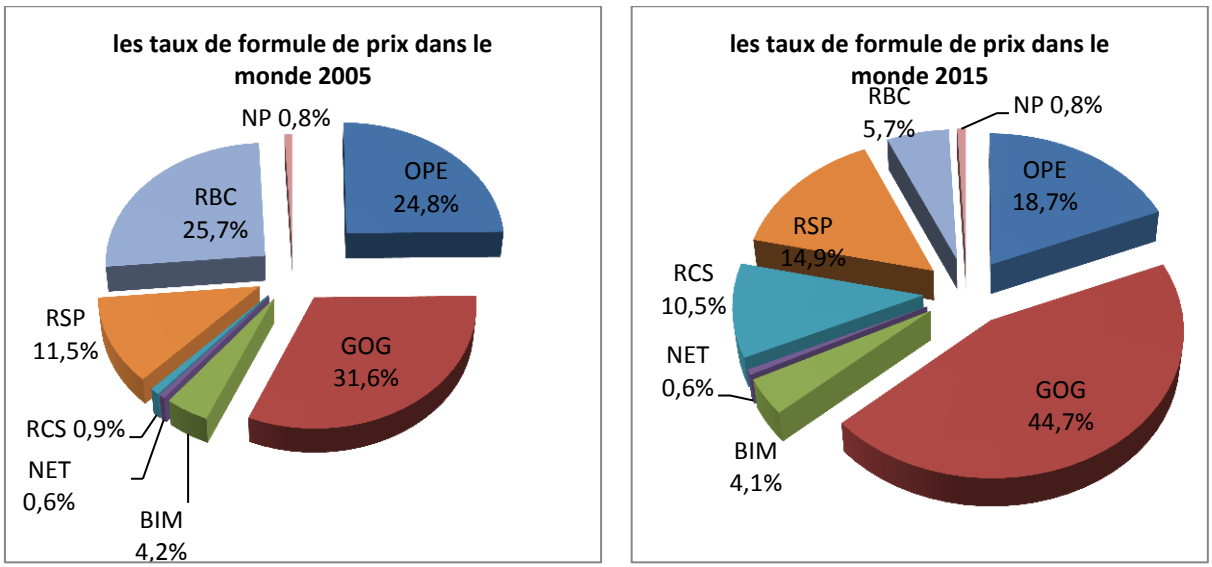
Parmi les mécanismes de prix, les mécanismes GOG et OPE sont les plus utilisés dans le monde. Les enquêtes d'IUG montrent une tendance à la progression du mécanisme de prix basé sur une confrontation de l'offre et de la demande de gaz notamment en raison des processus de libéralisation mis en œuvre (cf. figure 1.15). En 2005, le GOG occupait seulement plus de 20% de commerce du gaz mondial, en 2015 il représentait près de 45% du commerce total de gaz (cf. figure 1.16). Le mécanisme GOG est appliqué dans près de 51 pays, sous une forme ou une autre, et dans toutes les régions (IGU, 2016). A l'inverse, le mécanisme OPE a tendance à diminuer, de plus de 63% en 2005 à plus de 48% en 2015 (cf. figure 1.16).

Il subsiste toutefois des différences régionales importantes. Ainsi la logique de formation des prix basée sur une indexation sur les prix du pétrole reste importante en Asie. Elle est présente dans presque toutes les régions à l'exception de l'Amérique du Nord (IGU, 2016).

Les trois catégories RCS, RSP, RBC comptent au total pour quelque 31% de la consommation mondiale. Le mécanisme du coût de la réglementation de service (RCS) concerne 19 pays, principalement l'ex-Union soviétique (Russie), l'Asie (Chine) et le Nigéria en Afrique. Le mécanisme du coût de la régulation sociale et politique (RSP) concerne 23 pays, avec la domination du Moyen-Orient – l'Iran, l'Arabie saoudite et les Émirats arabes unis, la Russie, l'Indonésie et la Malaisie en Asie. Et le mécanisme de la réglementation en

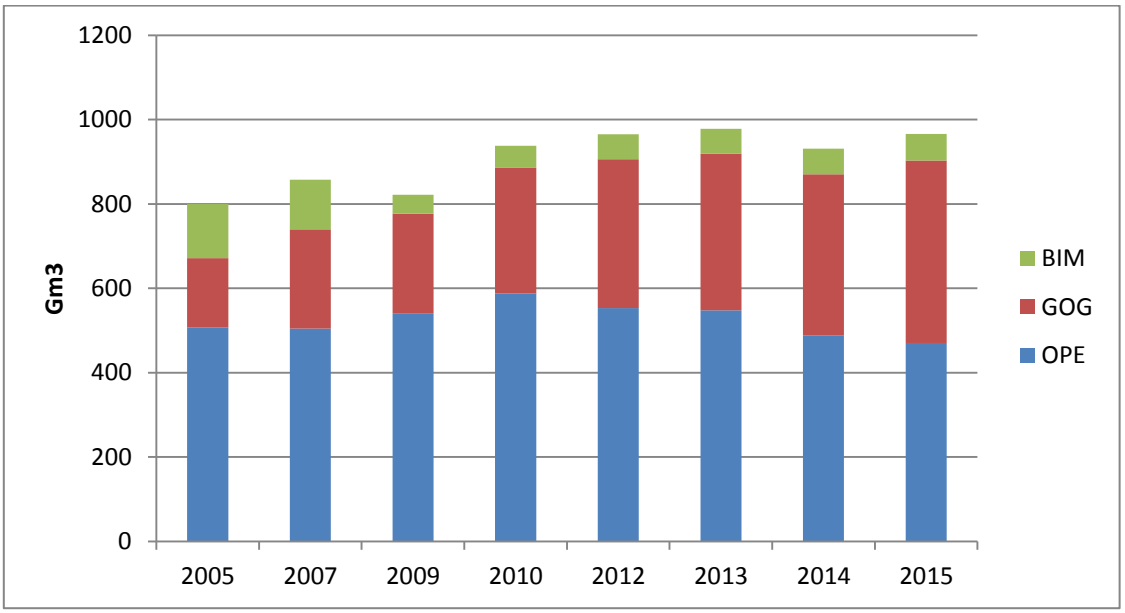
dessous du coût (RBC) concerne 12 pays, principalement l'ex-Union soviétique - le Kazakhstan, le Turkménistan et l'Ouzbékistan, l'Afrique - l'Égypte, l'Algérie, et l'Amérique latine – Venezuela (IGU, 2016).

Figure 1.15 : Comparaison des mécanismes de prix du gaz dans la consommation mondiale totale du gaz en 2005 et 2015



Source : IUG, 2016

Figure 1.16: L'évolution des mécanismes de formation des prix dans les échanges de gaz



Source : IGU, 2016

L'évolution du prix du gaz dans les marchés principaux

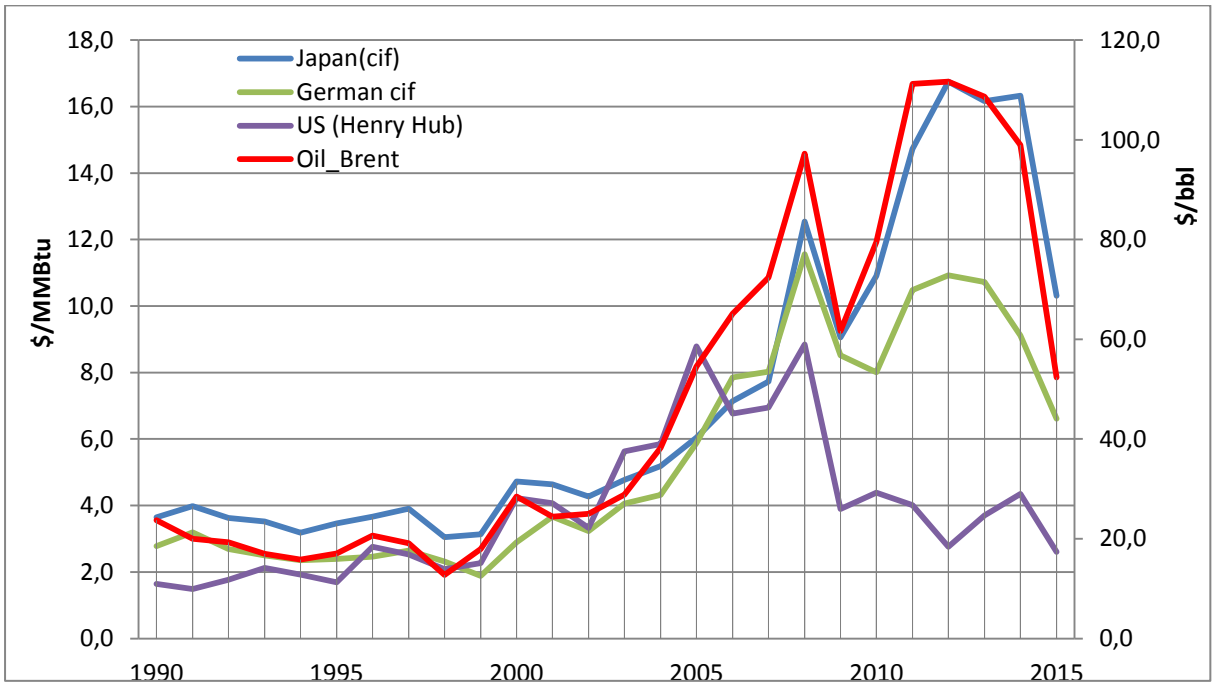
Il existe trois grands marchés régionaux du gaz naturel (Amérique du Nord, Europe, Asie) qui se caractérisent par des mécanismes de formation des prix différenciés (Percebois,

2009). Le marché Nord-Américain est un marché libre, le marché de l'UE est un marché hybride engagé dans un processus de libéralisation et de création d'un marché unique et le marché asiatique est un marché encore largement organisé autour de monopoles et d'une intégration verticale des industries gazières.

Le prix dans le marché Nord-Américain dépend de l'offre et de la demande sur des marchés spot, le prix dans l'UE suit une logique de formation hybride, prix spot et prix indexés dans les de contrats de long terme. En Asie, la logique principale est celle de l'indexation sur les produits pétroliers.

La figure 1.17 au-dessous présente l'évolution du prix du gaz naturel dans les trois marchés principaux dans le monde dans la période 1990 - 2015.

Figure 1.17: Le prix du gaz naturel dans les trois marchés de gaz naturel et le prix du pétrole



Sources : BP,2016

Avant 2008, nous observons une certaine corrélation entre le prix du pétrole et les prix du gaz sur les trois marchés régionaux (Erdős et Ormos, 2012). A partir de 2008 et au moins jusqu'en 2014, une certaine déconnexion s'opère entre le prix sur le Hub Henry et les prix sur les deux autres marchés régionaux. Le prix aux États-Unis baisse en raison de la révolution du gaz de schiste, tandis que le prix en Asie augmente fortement du fait de la forte demande asiatique suite à la catastrophe de Fukushima et de la hausse des cours du pétrole. À partir de la chute du prix du pétrole à la fin de 2014, l'écart du prix entre les trois marchés tend à diminuer.

Aux États-Unis, l'explosion de la production du gaz de schiste a entraîné une forte augmentation de l'offre conduisant à une chute du prix du gaz naturel. Par conséquent, il y a eu un regain de compétitivité du gaz pour les consommateurs américains et une déconnexion des prix par rapport au pétrole. Depuis 2012, le prix du gaz aux États-Unis est à un niveau très bas. Il était en février 2017 de 2,85USD/MMBtu.

Sur le marché Européen, le prix du gaz naturel est très différent. Traditionnellement, les prix étaient liés aux prix du pétrole, par de formules d'indexation du prix du gaz sur le prix du pétrole et des produits pétroliers dans des contrats de long terme. Du fait des processus de libéralisation mis en œuvre dans l'UE, de prix issus d'une confrontation de l'offre et de la demande émergent progressivement sur différents marchés spots. Ils coexistent avec ceux issus des contrats de long terme. Certains grands exportateurs de gaz vers l'Europe veulent maintenir le lien avec le prix du pétrole. Mais en 2012, face à la hausse des prix du pétrole, cette indexation a conduit à des prix du gaz naturel élevés d'environ 12USD/MMBtu. Ceux-ci pénalisent le gaz naturel dans sa concurrence avec le charbon, en particulier, son principal concurrent sur le marché électrique européen. Cependant, face à la menace d'exportations massives de GNL et à la déconnexion entre les prix spots et ceux issus des contrats de long terme, les exportateurs ont été contraint de progressivement changer leur formule d'indexation pour y inclure une proportion indexée sur les prix spots.

Jusqu'en 2016, les prix en Asie ont été plus élevés que sur les deux autres grands marchés. En particulier, après la catastrophe de Fukushima, le prix du gaz en Asie a augmenté très fortement. En 2012, le prix du GNL importé au Japon était d'environ 17-18USD/MMBtu, et ce prix reflète la hausse des prix du pétrole auxquels ces prix sont liés dans les contrats à long terme d'importation. Le prix élevé du GNL sur le marché asiatique a rendu le marché asiatique plus attractif. Mais on assiste en 2016 à une forte baisse des prix sur les marchés asiatiques liée à la baisse des prix du pétrole, la faiblesse de la demande et un surplus d'offre important. Les importateurs asiatiques ont ainsi pu renégocier des contrats avec les exportateurs pour changer les termes de prix dans les contrats.

1.2. Le marché d'Amérique du Nord

1.2.1. Un marché mature, libre et concurrent par rapport aux autres marché

Le marché nord-américain du gaz comprend les États-Unis, le Canada et, dans une moindre mesure, le Mexique. L'Amérique du nord est la plus ancienne région de production et de consommation de gaz naturel. Entre le milieu du XIXe siècle et le milieu du XXe, elle a représenté 90% de toute l'activité gazière mondiale (Angelier, 1994). Le développement des infrastructures, en particulier du réseau de gazoducs interétatiques, des réseaux de distribution locaux, a permis le développement des marchés gaziers. À partir des années soixante-dix, la production aux États-Unis commence à stagner en raison de l'épuisement des réserves et des politiques, des réglementations appliquées dans cette période.

Le changement des réglementations depuis 1978, en particulier le *Natural Gas Policy Act*, et des interventions de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ont eu pour objectif de libéraliser le marché américain qui est aujourd'hui un marché concurrentiel. Les réglementations visant à libéraliser les prix du gaz, à permettre l'accès des réseaux de transport à des tiers, ont permis un développement spectaculaire du marché spot en Amérique du Nord. En 1992, la quasi-totalité des prix des contrats à long terme qui subsistent étaient basés sur les prix du marché spot (Angelier, 1994) (MIT, 2011).

Depuis la restructuration de l'industrie nord-américaine du gaz, la concurrence gas-on-gas est le modèle dominant. Les prix du gaz sont fixés par les équilibres offre/demande. Le marché d'Amérique du Nord est le plus mature des trois marchés régionaux. Il est concurrentiel et transparent. Jusqu'à 2009, bien qu'il n'y ait pas de clauses formelles d'indexation des prix du gaz sur ceux du pétrole, les prix spot du gaz dans ce marché avaient tendance à suivre les prix du pétrole (voir la figure 1.15 au-dessus). La forte déconnexion des prix du gaz par rapport aux prix du pétrole a commencé à s'observer à partir de 2005, suite à la mise en exploitation de nombreux gisements de gaz non-conventionnel, en particulier la révolution du gaz de schiste.

Avant 2010, environ 90% de la consommation de gaz est assurée par la production nationale, seulement 10% est importée via des gazoducs ou du GNL qui vient du Qatar et d'autres exportateurs. À cette date, aux États-Unis, 70% du gaz importé fait l'objet de contrats à long terme et 30% est acheté directement sur le spot. Cependant, la production de gaz naturel aux États-Unis a augmenté considérablement en raison des progrès technologiques dans les méthodes d'extraction du gaz, en particulier par le développement du gaz non-conventionnel, le gaz de schiste. Cette augmentation de la production a assuré la satisfaction de la demande domestique et remplacé les sources d'approvisionnement traditionnelles, et a aussi entraîné une baisse des prix du gaz naturel. Le marché Nord – Américain a acquis son autonomie d'approvisionnement du gaz naturel, et devrait permettre aux États-Unis d'exporter du GNL.

Le marché du gaz Nord – Américain est un marché concurrentiel caractérisé par la présence d'un très grand nombre d'opérateurs : près de 8 000 producteurs de gaz, 200 sociétés privées de transport de gaz et environ 1 400 à 1 500 sociétés de distribution locales, tantôt privées tantôt publiques (Boiteux et al., 2010). En plus, ce marché utilise un réseau de gazoducs très dense et fortement maillé, en particulier aux États-Unis.

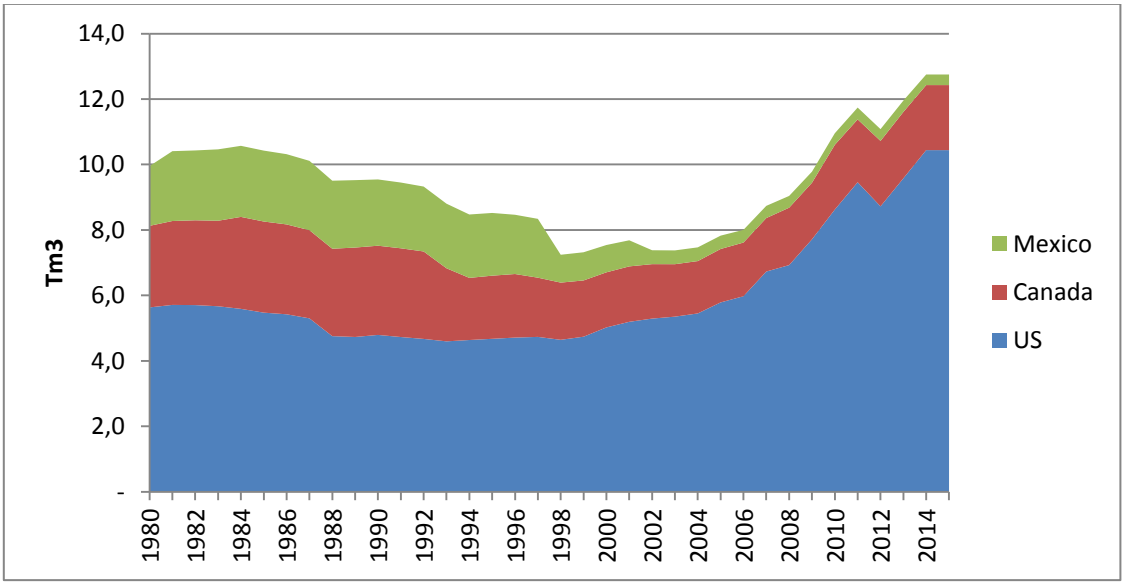
1.2.2. Une description des réserves, de l'offre et de la demande du gaz naturel en Amérique du Nord

1.2.2.1. Les réserves de gaz dans la zone d'Amérique du Nord : l'importance de gaz non-conventionnel

L'Amérique du Nord est la première région qui exploite et utilise le gaz naturel dans le monde au XIXe siècle. En 1950, cette région domine encore largement le secteur du gaz naturel. Ainsi, les réserves, les ressources, voir même la production du gaz naturel sont mal connues en dehors de l'Amérique du Nord. En 1960, il a été estimé que l'Amérique du Nord concentrait encore la moitié des réserves mondiales, et avait vu le volume de ses réserves prouvées plafonner (Rojey, 2013). Les réserves d'Amérique du Nord se concentrent principalement aux États-Unis. Selon les données Enerdata, les réserves prouvées totales de l'Amérique du Nord en 1970 étaient environ de 9 500 Gm^3. La part des États-Unis est de 7,8 Tm^3, soit 82% et elle ne représente que 13 années de production à ce moment-là. Les réserves prouvées du Canada étaient de 1,6 Tm^3, soit 28 ans de production.

Après avoir atteint un pic à la fin des années 1960, les réserves prouvées ont commencé progressivement à décroître dans le années 70, 80 et 90 (voir la figure 1.18 au-dessous). Ce phénomène était d'autant plus sensible que, pour une part importante, l'exploration était orientée vers des zones offshores ou vers des gisements de plus en plus petits qui étaient à plus haut risque et beaucoup plus coûteux. La situation des marchés et des prix de l'énergie dans cette période a joué de façon très négative sur l'activité d'exploration, particulièrement pour le gaz naturel (Rojey et Durand, 1994). En 1998, les réserves prouvées de cette région étaient de 7 200 Gm^3 ; la part des États-Unis a diminué à 4 600 Gm^3, soit 9 ans de production.

Figure 1.18: Les réserves prouvées du gaz naturel en Amérique du Nord



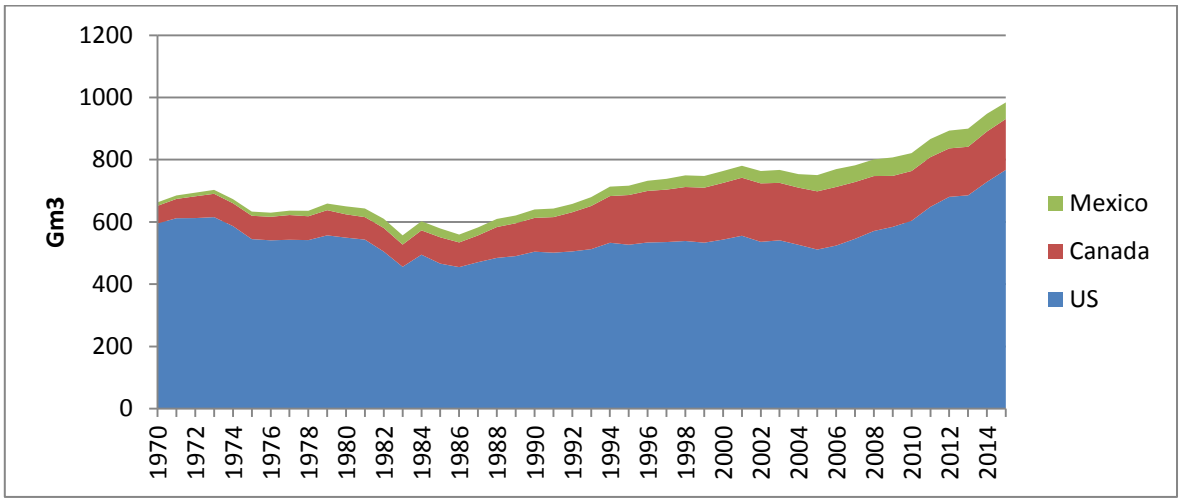
Source : BP, 2016

Au début des années 2000, les réserves de gaz ont augmenté de manière spectaculaire, en particulier aux États-Unis après 2005 jusqu'à maintenant. Selon les données de BP, les réserves prouvées de cette région en 2015 étaient environ de 12 800 Gm^3. Elles représentaient environ 7% du total mondial. En 2015, les réserves des États-Unis atteignent plus de 10 400 Gm^3 et représentent 14 ans de production de 2015. Ainsi, les gaz non-conventionnels, en particulier le gaz de schiste, ont joué un rôle croissant dans les réserves et la production de gaz de la zone d'Amérique du Nord.

1.2.2.2. La production du gaz : l'augmentation basée sur le développement de gaz non-conventionnel

L'Amérique du Nord est un des plus grands producteurs du gaz dans le monde. Dans cette région, les États-Unis sont le plus grand producteur de gaz naturel. La figure 1.19 au-dessous présente l'évolution de la production du gaz d'Amérique du Nord. En 1970, la production de gaz en Amérique du Nord était de 663Gm^3, soit 70% du total mondial. La part de production des États-Unis était environ de 600 Gm^3, soit près de 90% du total d'Amérique du nord. Depuis le milieu des années 1970, la production de gaz naturel dans cette région a commencé à diminuer jusqu'au milieu des années 1980. La baisse provient principalement des États-Unis. Après que la production de gaz conventionnel ait atteint un pic au début des années 1970, la production du gaz aux États-Unis a diminué fortement en raison de l'épuisement des gisements principaux.

Figure 1.19 : L'évolution de la production du gaz naturel en Amérique du Nord



Source : BP, 2016

Depuis la fin des années 1980, la production du gaz en Amérique du nord a continué de croître. Dans la période de 1985 à 2005, la région a connu une croissance forte de la production du Canada. Sa production a augementé d'environ 80Gm^3 en 1986 à près de 190Gm^3 en 2006. Sourtout depuis 2005, nous avons vu une augmentation rapide de la production des Etat-Unis grâce au développement du gaz non-conventionnel. Les gaz non-

conventionnels représentent plus de 60% de la production américaine de gaz, dans laquelle le gaz de schiste représente environ 50%.

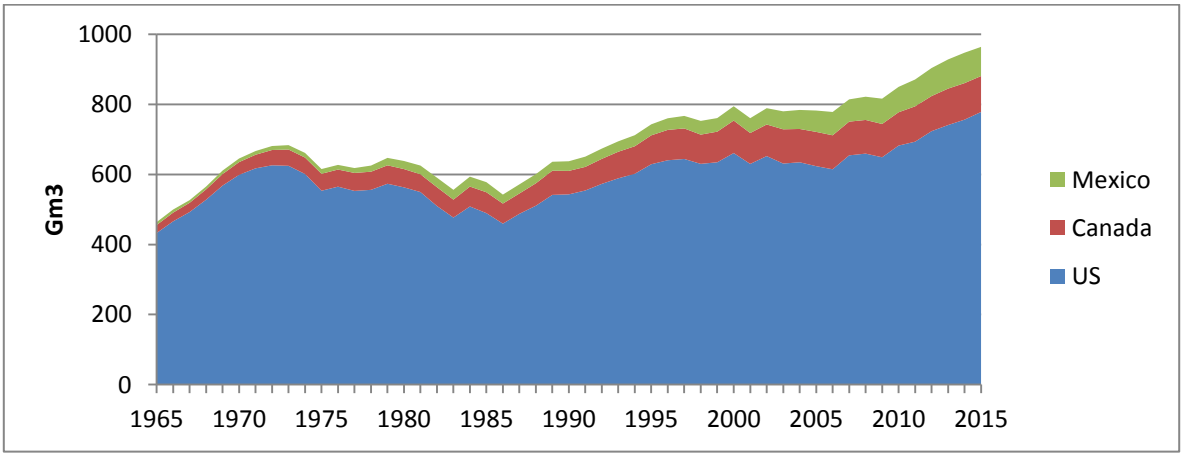
Selon les données de BP, en 2015, la production de gaz naturel en Amérique du Nord était d'environ 1 000Gm^3, soit 28% du total mondial. La production des États-Unis représentait 78% de la production de cette région, soit 770Gm^3. La production américaine a augmenté de plus de 250Gm^3 entre 2005 et 2015. La plupart de cette augmentation provient du gaz de schiste.

1.2.2.3. La consommation du gaz dans le marché d'Amérique du nord

L'Amérique du Nord domine toujours le marché gazier mondial. Néanmoins, la consommation de gaz dans cette région provient principalement des États-Unis. Ce pays occupe environ de 80% à 90% de la consommation de la région. La figure 1.20 au-dessous montre la répartition de la consommation du gaz naturel en Amérique du Nord, ainsi que l'évolution de la consommation sur la période 1965 – 2015.

Dans la période entre la fin des années 1960 et le début des années 1970, la consommation de gaz mondiale se concentrait dans cette région. Elle représentait plus de 60%, même 70% de la consommation mondiale. En 1970, la région a consommé 645Gm^3, soit 66% de la consommation mondiale. La part des États-Unis était environ de 600Gm^3, soit 61% du total mondial. La consommation dans la période de 1972 à 1986 a eu tendance à diminuer en raison des politiques décourageant l'utilisation du gaz aux États-Unis. Dans les dernières décennies, l'utilisation du gaz a augmenté rapidement en dehors de l'Amérique du Nord, donc sa part relative dans la consommation mondiale a diminué. De plus, grâce à la révolution du gaz de schiste, le prix du gaz dans cette région a diminué très fortement. Celle-ci a incité à la consommation du gaz dans les trois pays. En 2015, selon les données de BP, sa consommation était de plus de 960Gm^3, et représentait 28% du total mondial. Les États-Unis consommaient 780Gm^3, soit plus de 80% de la consommation totale de la région.

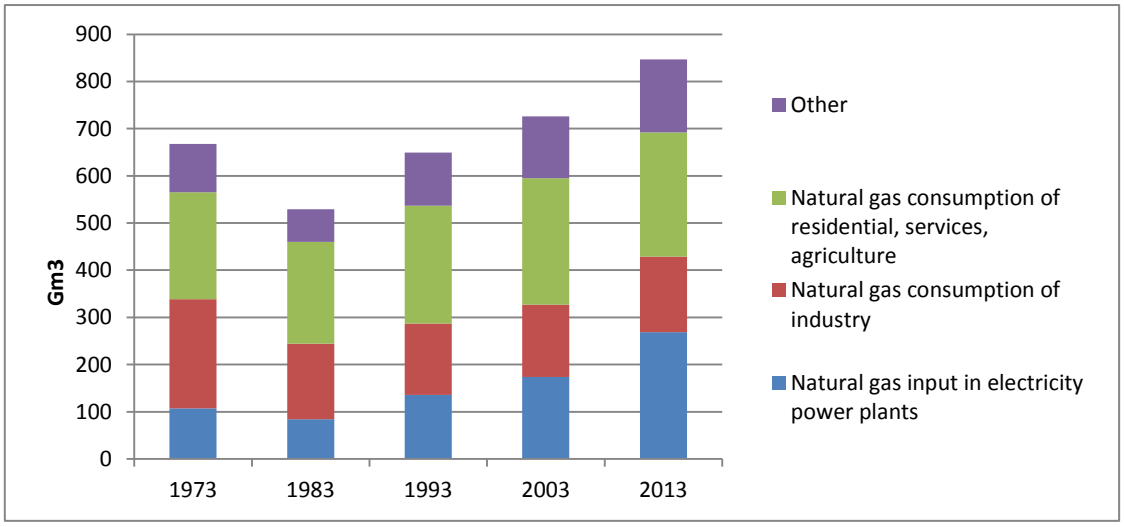
Figure 1.20 : L'évolution de la consommation du gaz en Amérique du Nord



Source : BP, 2016

La figure 1.21 ci-dessous présente la consommation de gaz dans différents secteurs. La consommation de gaz se concentre dans trois secteurs principaux, dont le secteur électrique, l'industrie, et le résidentiel- service. D'autres secteurs tels que le transport jouent un rôle négligeable dans la consommation de gaz dans cette région. Selon les données d'Enerdata, en 1973, le secteur électrique consommait 16% de la consommation totale du gaz. Le secteur résidentiel et le secteur industriel représentaient respectivement 35% et 34% de la consommation totale. Depuis 1990, la consommation d'Amérique du Nord a augmenté rapidement. En 2013, la consommation totale en Amérique du Nord était environ de 850 Gm^3. Le secteur électrique représentait 32%, le secteur résidentiel-service 31% et le secteur industriel 19 % de la consommation totale.

Figure 1.21 : La répartition du gaz naturel selon les différents secteurs consommateurs en Amérique du Nord



Source : Enerdata, 2014

L'essentiel de la croissance de la consommation dans les décennies récentes provenait du secteur électrique. Par exemple, selon un rapport de 2005, la consommation totale de gaz naturel aux États-Unis est passée de 540Gm^3 en 1990 à 650 Gm^3 en 2002 – dont environ 64% dans le secteur de l'électricité (North American Energy Working Group, 2005). En particulier, la révolution des gaz de schiste et la chute des prix du gaz aux Etats- Unis ont conduit à une reprise vigoureuse de la demande dans les secteurs électrique et industriel, où le gaz bénéficie d'un avantage compétitif par rapport aux énergies concurrentes, pétrole et charbon. Le gaz naturel gagne ainsi des parts sur le charbon dans la production d'électricité. Dans la pétrochimie, cette nouvelle compétitivité entraîne de nombreux opérateurs à rouvrir ou élargir leurs unités pétrochimiques, engrais et craquage d'éthane en particulier.

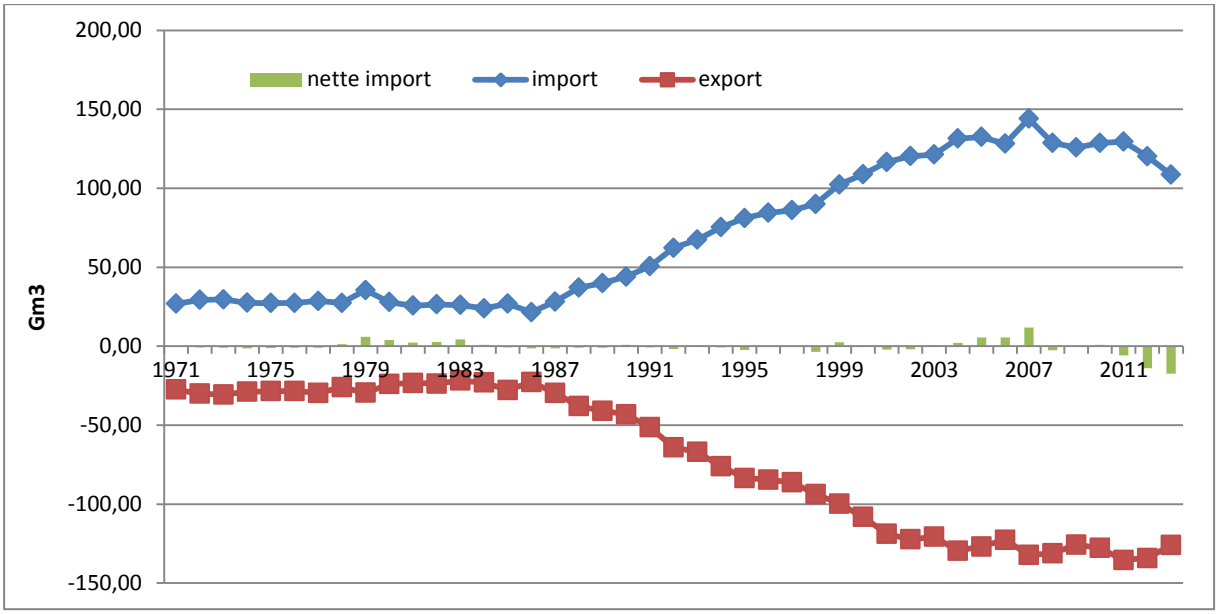
1.2.3. Les échanges du gaz naturel : un marché parfaitement concurrentiel, l'autosuffisance en gaz et des exportations à venir

Les systèmes de distribution et de stockage sont essentiels pour que le gaz naturel devienne une source économique de combustible. Ils garantissent aussi la sécurité des approvisionnements, l'expansion et l'efficacité du marché. Cela est particulièrement évident dans les pays d'Amérique du Nord, où les infrastructures sont très développées. L'Accord de libre-échange nord-américain (NAFTA) et l'intégration du Mexique dans un marché continental du gaz naturel ont créé un marché du gaz naturel nord-américain de plus en plus interdépendant et concurrentiel.

Les marchés du gaz canadien, mexicain et américain ont évolué de plus en plus vers un marché intégré. Le gaz naturel est acheté à partir de nombreuses sources d'approvisionnement et livré à une zone de marché via un réseau de gazoducs hautement intégré. Le Canada et les États-Unis partagent vingt-et-un points actifs d'exportation / importation de différentes tailles le long de la frontière. Il y a douze principaux gazoducs entre le Canada et les États-Unis. Alors que le Mexique a 15 interconnexions de gaz naturel avec le sud des États-Unis. La plupart des interconnexions en Amérique du Nord permettent le transport du gaz pour les importations et les exportations. Les acheteurs et les vendeurs des deux côtés de la frontière peuvent négocier des approvisionnements en gaz et réserver de la capacité de transport. Ainsi, les réseaux permettent une organisation de l'approvisionnement en gaz la plus efficace possible dans chaque pays.

La figure 1.22 au-dessous présente l'évolution des échanges de gaz dans le marché d'Amérique du Nord. La plupart des échanges gaziers dans cette région portent sur l'échange interne entre les trois pays. Seulement une petite partie de la production du gaz d'Alaska est exportée au Japon sous la forme de GNL. Le Canada a traditionnellement exporté une grande partie de sa production aux États-Unis. Lorsque la demande de gaz augmente, les États-Unis doivent compter sur les importations, principalement en provenance du Canada. Dans le passé, plus de la moitié de la production de gaz du Canada était exportée aux États-Unis. Pour faire face à l'augmentation de la production et de la demande, la capacité d'exportation du Canada aux États-Unis a considérablement augmenté depuis 1990. En 2015, selon les données de BP, le Canada exportait environ 75Gm^3, soit plus de 45% de sa production de gaz. Jusqu'en 2002, le Mexique a exporté un petit volume de gaz vers les États-Unis. Cependant, il n'y avait pas d'importations de gaz naturel en provenance du Mexique vers les États-Unis en 2003. Le Mexique a augmenté ses importations de gaz naturel. Maintenant, il est un importateur net des États-Unis. En 2015, les États-Unis exportaient environ 30Gm^3 vers le Mexique.

Figure 1.22 : Le commerce du gaz dans le marché d'Amérique du Nord



Source : Enerdata, 2014

Globalement, l'Amérique du Nord est autosuffisante en gaz naturel. Seule une petite partie de son approvisionnement provient d'autres continents, via les importations sous la forme de GLN. Et la plupart des importations de GLN provient des États-Unis. Le GNL importé provient de pays différents tels que l'Algérie, l'Australie, l'Indonésie, le Qatar, Trinité-et-Tobago… Parmi, Trinité-et-Tobago représente environ 70% des importations totales de GNL des États-Unis.

Au début des années 2000, de nombreux experts ont estimé que la demande en Amérique du Nord, en particulier aux États-Unis, augmenterait dans l'avenir et que les États-Unis deviendraient des importateurs nets de gaz. De nombreux projets de terminaux d'importation de GNL, de regazéification, ont vu le jour et ont été réalisés pour faire face à cette perspective d'importation. La révolution des gaz de schiste a changé ces perspectives. Les États-Unis sont devenus en 2009 les premiers producteurs mondiaux de gaz devant la Russie. Ils devraient se positionner comme des exportateurs majeurs de GNL à l'horizon 2020.

1.2.4. La dynamique des prix du gaz sur un marché concurrentiel

Dans les années soixante-dix, deux modalités de fixation des prix du gaz coexistent en Amérique du Nord. La première est administrative et concerne le gaz exporté par les États producteurs. Ce prix est estimé en fonction des coûts de production. La seconde porte sur le gaz consommé dans l'État où il est produit. Depuis les années 1980, l'Amérique du nord, en particulier aux États-Unis, a engagé la restructuration du marché gazier. De nombreux hubs ont été établis; le plus représentatif étant le Henry Hub. Ceux-ci ont contribué à permettre un développement spectaculaire du marché spot. Les premières transactions spot ont eu lieu en

1983 ; elles représentent la moitié des échanges en 1987, et la quasi-totalité en 1992. Les prix des contrats à long terme qui subsistent sont basés sur les prix du marché spot.

Les prix du gaz dans les pays d'Amérique du Nord ont tendance à converger en raison de l'augmentation des interrelations entre les pays, et les prix sont indexés sur les prix des États-Unis dans le cas du Mexique. Bien que les prix du gaz en Amérique du Nord soient fixés par les équilibres offre/demande, indépendamment de toute référence au pétrole, ils varient parallèlement aux tendances du pétrole à long terme avant l'apparition de la révolution du gaz de schiste (voir la figure 1.17 : ***Le prix du gaz naturel dans les trois marchés et le prix du pétrole***).

1.3. Le marché du gaz en Europe

1.3.1. L'évolution de la structure du marché européen : le processus de libéralisation

Le marché du gaz européen s'est développé plus tard que le marché d'Amérique du Nord. L'industrie du gaz en Europe s'est développée à partir de la découverte du gisement géant de Groningen aux Pays –Bas en 1959 (Stern et al., 2014). Puis une série de gisements de gaz ont été découverts au Royaume-Unis et en particulier, en Norvège. Cela a encouragé la consommation de gaz dans la région. Dans les années 1960, les pays européens ont commencé à importer du gaz naturel de l'Algérie et de l'Union Soviétique. La structure du marché du gaz européen s'est surtout formée à partir du premier choc pétrolier en 1973.

Le marché du gaz dans l'UE s'est constitué sur une base nationale. Il est par ailleurs fortement dépendant du gaz importé. Actuellement, près de la moitié du gaz naturel est importé en Europe, principalement par pipeline en provenance de Russie, d'Afrique du Nord, de Norvège. L'approvisionnement de GNL est également une source d'approvisionnement importante pour l'Europe, principalement en provenance d'Algérie, du Nigeria ou de Trinidad.

Jusqu'aux directives de libéralisation, le gaz naturel est importé dans le cadre de contrats à long terme de type *Take or Pay* comprenant des clauses d'indexation des prix du gaz naturel sur ceux du pétrole et des produits pétroliers. Les industries gazières sont organisées sous la forme de monopole verticalement intégré. Les clauses des contrats à long terme sont très contraignantes afin de fonder la confiance pour le vendeur et l'acheteur (Stern et al., 2014). Les importations de GNL sont basées sur les traditionnels contrats à long terme avec un prix lié au pétrole ou des produits pétroliers bruts.

Les directives relatives à la création d'un marché concurrentiel et unique du gaz changent en profondeur ces logiques. Le premier pays à mettre en œuvre une réforme concurrentielle est le Royaume-Uni à la fin des années 1980. La directive de 1998 de l'UE marque le début du processus de réforme à l'échelle de l'UE. Les objectifs de cette directive sont de créer un marché unique et concurrentiel du gaz naturel en Europe par l'adoption de nouvelles règles communes de fonctionnement ; créer la concurrence entre les fournisseurs

gaziers, garantir aux consommateurs individuels et industriels la liberté de choix d'un fournisseur ; et contraindre les opérateurs à réaliser des gains d'efficacité. Une deuxième directive est adoptée en 2003 (directive 2003/55/CE) établissant un ensemble de règles complémentaires communes pour la création du marché intérieur du gaz naturel. Depuis Juillet 2007, la concurrence a été ouverte à tous les consommateurs et a progressé de façon inégale suivant les pays. En 2009, l'Union Européenne a adopté le 3ème paquet Énergie-climat dans le cadre de la libéralisation du marché européen du gaz naturel et de l'électricité.

Ces directives ont permis l'émergence progressive de marchés spot en Europe : le NBP en Angleterre en 1996, le Zeebrugge en Belgique en 1999, le TTF aux Pays-Bas et le PSV en Italie en 2003 ; les PEGs (Nord et Sud) en France en 2004 et 2007. A ce jour seuls le NBP et le TTF sont considérés comme suffisamment liquides pour permettre l'émergence d'un prix de référence par confrontation de l'offre et de la demande.

Par conséquent, bien qu'il y ait eu des réformes du marché, qu'il existe des marchés spot avec des échanges de gaz aux diverses interconnexions de gazoducs, la libéralisation du marché européen reste encore inégale selon les régions considérées. Seul le Nord Ouest de l'Europe peut être considéré comme un marché concurrentiel. Les contrats de long terme restent par ailleurs importants dans la fourniture gazière de l'UE, de même que le poids de l'oligopole de fournisseurs traditionnels constitués par l'Algérie, la Norvège, la Russie et aujourd'hui le Qatar. Le système de prix dans l'UE peut donc être qualifié d'hybride avec des prix issus d'une confrontation de l'offre et de la demande sur des marchés spots et des prix issus des contrats de long terme et d'une logique d'indexation des prix.

Par ailleurs, les interconnections restent insuffisamment développées. De lourds investissements restent à réaliser dans ce domaine avec de nombreuses contraintes géographiques, mais aussi économiques, financières et politiques.

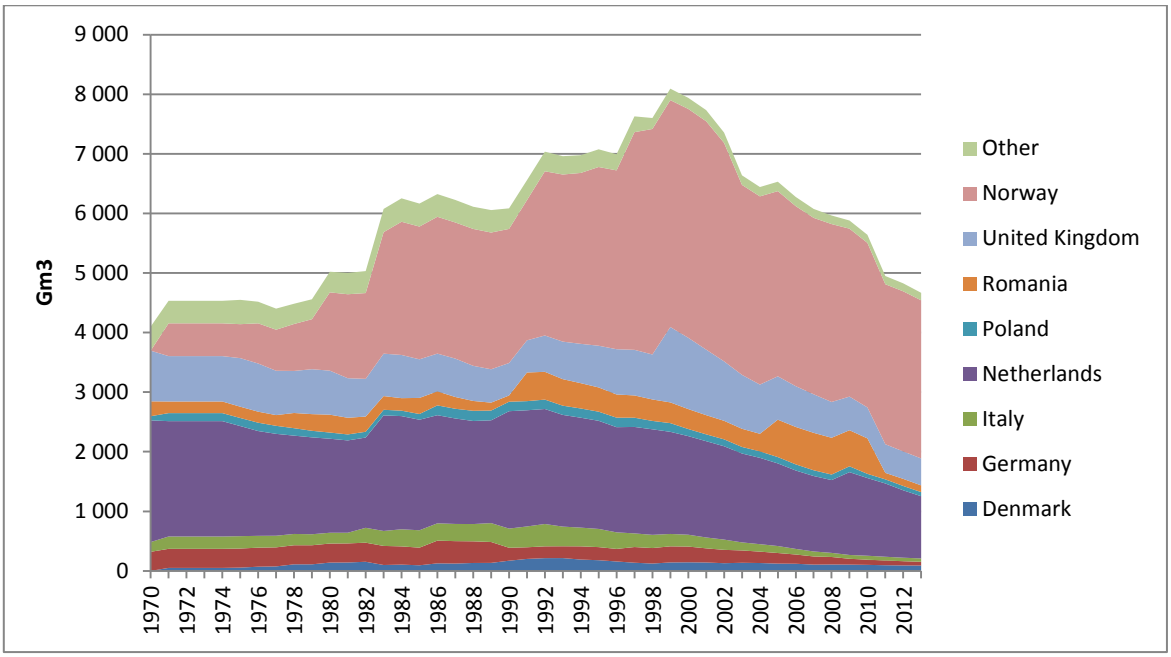
1.3.2. Une description générale de la situation des réserves, de l'offre et de la demande du gaz naturel en Europe.

1.3.2.1. Les réserves de gaz naturel en Europe

Les réserves prouvées de l'Europe (jusque-là faibles) ont fortement augmenté à la fin des années 1960, avec les découvertes des gisements des Pays-Bas et de la mer du Nord britannique, puis avec la première génération des découvertes en offshore norvégien (Rojey, 2013). La plupart des réserves prouvées importantes en Europe portent sur les pays d'Europe de l'ouest comme les Pays-Bas, le Royaume-Unis et en particulier la Norvège après 1980. En revanche, dans les pays d'Europe de l'est et centrale, les réserves prouvées de gaz ne représentent qu'un total assez faible, concentré principalement en Roumanie (voir la figure 1.23 au-dessous). Après 1982, la Norvège est devenue le pays qui a les réserves prouvées de gaz les plus importantes en Europe (voir la figure 1.23 au-dessous). Les réserves prouvées de

gaz de l'Europe ont atteint un pic en 2000 à niveau de 8 000Gm^3, selon Enerdata. Toutefois, l'épuisement rapide des réserves des pays d'Europe tels que la Hollande, le Royaume-Uni, la Roumanie, l'Allemagne, le Danemark, et en particulier la diminution des réserves prouvées de Norvège depuis 2005, entraînent une baisse significative des réserves de la zone dans les années récentes. À présent, les réserves prouvées de gaz naturel en Europe ne représentent qu'environ 2% du total mondial.

Figure 1.23 : L'évolution des réserves prouvées en Europe



Sources : Enerdata, 2014

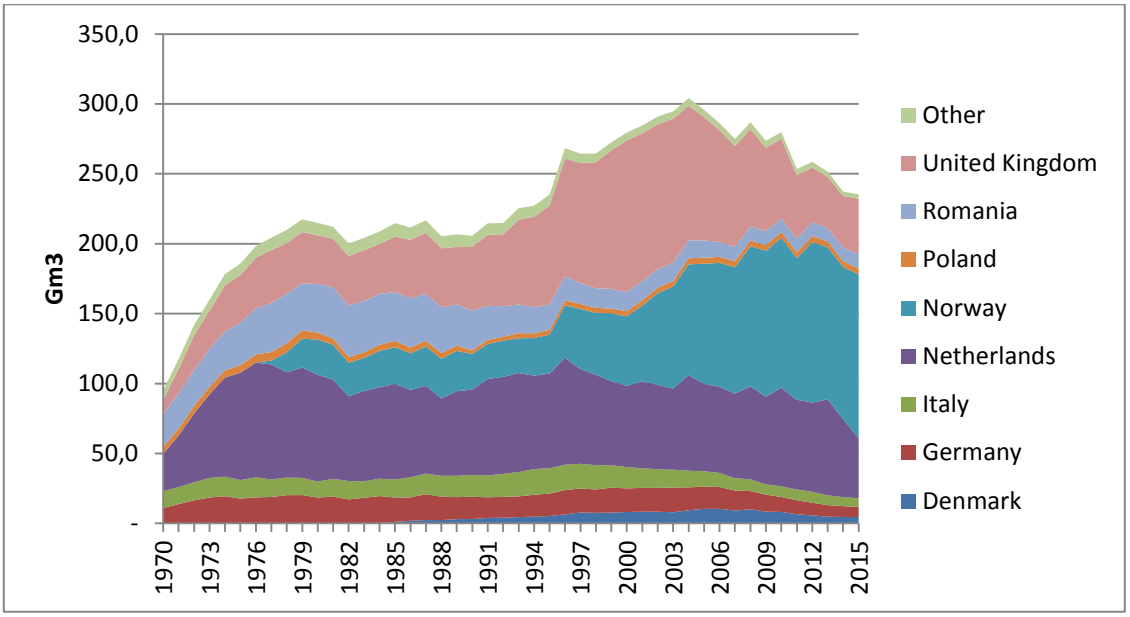
1.3.2.2. La production : la production domestique a une tendance au déclin rapide

Le marché du gaz naturel en Europe est un grand marché avec une demande de gaz naturel très forte. Pourtant la production de gaz naturel dans cette région est limitée. La figure 1.24 au-dessous présente l'évolution de la production de gaz naturel en Europe de 1970 à 2015. En 1970, bien que les réserves du gaz ne représentent que 4% des réserves totales mondiales, la production de l'Europe était environ de 100 Gm^3, soit 10% de la production totale mondiale. Les principaux producteurs sont les Pays-Bas (27Gm^3), la Roumanie (23Gm^3) ; l'Italie, l'Allemagne et le Royaume-Unis (chaque pays produisant environ 10Gm^3). Le premier choc pétrolier a incité les pays européens à renforcer leurs approvisionnements en gaz de manière à être moins dépendants du pétrole de l'OPEP. Dans la période de 1970 à 1980, la production de gaz a augmenté rapidement, en particulier aux Pays-Bas et au Royaume-Unis. En 1980, la production européenne a atteint près de 220 Gm^3, soit plus de 15% de la production totale mondiale.

Les découvertes des gisements géants en Norvège et l'intensification de la production du gaz dans les gisements en mer du Nord d'Angleterre ont compensé le déclin du gaz dans

les autres pays en Europe tels que les Pays-Bas, la Roumanie, l'Italie, l'Allemagne. L'augmentation de la production de gaz en Europe a été maintenue jusqu'à 2004. En 2004, la production européenne atteignait plus de 300 Gm^3, représentait plus de 11% de la production mondiale. La production baisse depuis 2006, suite au déclin rapide de la production britannique et à l'épuisement des réserves allemandes, italiennes, et roumaines. La croissance de la production en Norvège ne suffit pas à compenser le déclin dans les autres pays. En 2015, avec environ 240Gm^3, l'Europe n'assure plus que 6,5% de la production mondiale.

Figure 1.24 : L'évolution de la production de gaz en Europe



Source : BP, 2016

La production de gaz en Europe est dans une phase de déclin structurel avec l'épuisement progressif des réserves de gaz conventionnel. Par exemple, la situation au Royaume-Uni donne un taux diminution de production élevé. Après un pic de 108 Gm^3 en 2000, la production n'est plus que de 36 Gm^3 en 2014 (BP, 2015; European Commission (EC), 2015). Selon les rapports de la Commission Européenne, la production de l'Europe a diminué de 10% en 2014 par rapport à 2013 (EC, 2015).

1.3.2.3. La consommation du gaz : la tendance est à la baisse dans les années récentes.

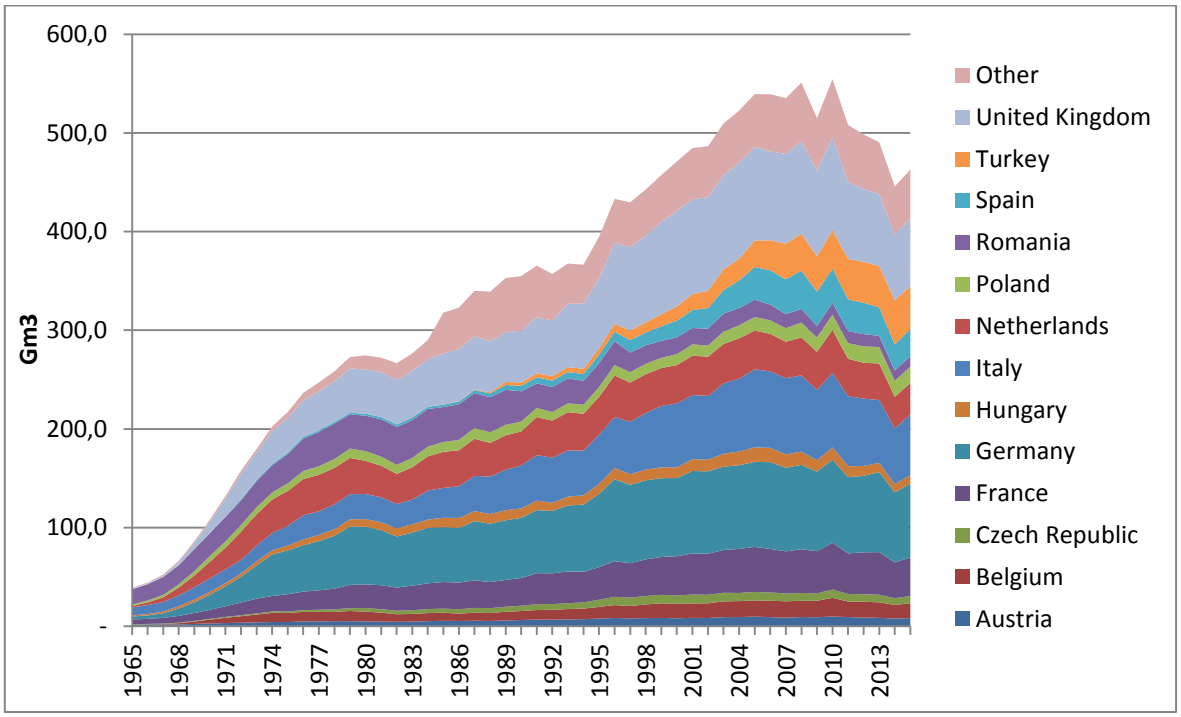
La consommation du gaz naturel de l'Europe a augmenté rapidement de 1965 à la fin des années 2000. En 1965, la région ne consomme que près de 40 Gm^3, soit 6% de la consommation totale mondiale ; ce chiffre a continué à croître dans les décennies suivantes. En 1985, la consommation totale de l'Europe a été d'environ 320 Gm^3. Elle a atteint un pic en 2008 (avant d'être freinée par la crise économique en 2009) avec plus de 550Gm^3, soit 18% du total mondial. Au cours de plus de quatre décennies, de 1965 à 2008, le taux de croissance de la consommation en Europe était de plus de 6% par an. Le gaz naturel occupe une place importante dans le bilan énergétique européen. Selon Angelier, il y a quatre facteurs qui ont

favorisé la rapide éclosion de cette augmentation en Europe: la présence d'un réseau de distribution dans les principales zones industrielles et urbaines, des découvertes locales de gaz naturel, une croissance économique importante dans une région déjà industrielle et à haut niveau de vie, enfin une volonté des pouvoirs publics de promouvoir cette nouvelle énergie.

Suite à la crise de 2008-2009, la consommation européenne a fortement chuté et n'a pas retrouvé son niveau d'avant 2008. D'autres facteurs expliquent également cette évolution : les prix élevés du gaz qui ont rendu le gaz moins compétitif que le charbon dans le secteur électrique, la pénétration des énergies renouvelables liée à la politique climatique de l'UE (EC, 2015) (IEA, 2015C). En 2015, la consommation européenne ne représentait que 13% de la consommation mondiale, soit 460Gm^3 (BP, 2016).

Les principaux consommateurs de gaz en Europe sont le Royaume-Unis, l'Allemagne, l'Italie. Les réseaux de transport se développant, d'autres pays ont accédé au gaz tels que la Belgique, l'Espagne et la Turquie. La Norvège, qui produit le plus de gaz et qui possède les plus grandes réserves de gaz en Europe, a un niveau de consommation très faible. Par exemple, en 2015, sa production était de plus de 105 Gm^3, mais elle a consommé seulement près de 5Gm^3.

Figure 1.25 : La consommation de gaz en Europe

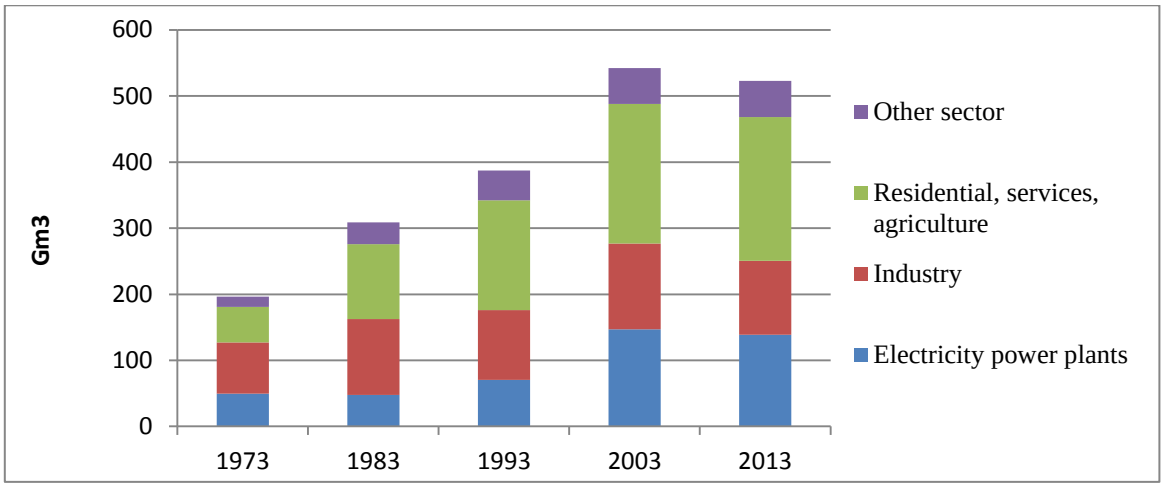


Source : BP, 2016

En Europe, le gaz naturel est utilisé principalement dans trois secteurs : le secteur résidentiel et tertiaire, l'industrie et la production d'électricité. La figure 1.26 ci-dessous présente l'évolution de la consommation selon les secteurs en Europe. La consommation dans le secteur résidentiel et tertiaire a une croissance rapide, puis vient le secteur électrique. Selon

les données d'Enerdata, en 1973, le secteur résidentiel et tertiaire a consommé environ 53 Gm^3, soit 26% de la consommation domestique de l'Europe. Les secteurs électrique et industriel représentaient 24% et 37% respectivement. En 2013, plus de 40% du gaz a été consommé dans le secteur résidentiel, et la proportion dans le secteur électrique a augmenté à 26%, alors que le gaz consommé dans le secteur industriel ne représentait que 21% de la consommation totale en Europe.

Figure 1.26 : La répartition de la consommation du gaz selon les différents secteurs



Source : Enerdata, 2014

1.3.3. L'évolution des échanges de gaz en Europe : Une dépendance croissante de l'Union Européenne

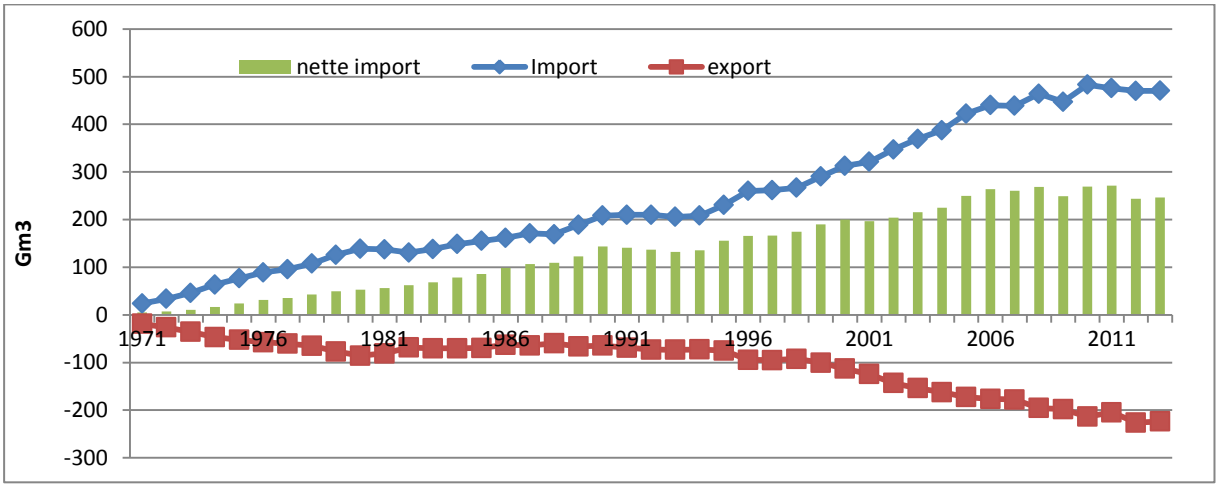
Comme nous avons montré précédemment, les réserves de gaz naturel sont très faibles (2% du total mondial en 2015), la production de l'Europe représente également une petite partie dans le monde (près de 7% du monde en 2015) ; alors que la consommation du gaz en Europe est à un niveau élevé (environ 20% de la consommation mondiale avant 2010). Donc, la production locale ne suffit pas à satisfaire la demande, l'Europe doit s'appuyer sur des approvisionnements importés. Le commerce international du gaz est assez développé en Europe. À partir de 1960, l'Europe a signé des contrats internationaux pour importer du gaz naturel. La principale source de gaz importé en Europe est le gaz fourni par gazoduc, mais les importations sous forme de GNL ont également augmenté fortement au cours des dernières années. L'Europe importe actuellement environ 70% de sa consommation de gaz naturel. Les principaux fournisseurs sont la Russie, la Norvège, l'Algérie et le Qatar pour le GNL.

La figure 1.27 au-dessous présente la balance commerciale du gaz naturel en Europe. En 1970, la production locale de gaz représentait environ 88% de l'approvisionnement en gaz en Europe. Mais ensuite, cette proportion a diminué rapidement. Ainsi, en 2015 la production européenne ne représentait que la moitié de sa consommation de gaz. Même si nous considérons l'Union européenne seule, la production ne satisfait que 27% de sa

consommation en 2015 (Wood, 2016). Donc l'Europe a dû importer de plus en plus de gaz de l'extérieur pour répondre à la demande. Maintenant, plus de la moitié du gaz consommé dans le marché Européen est importé.

Dans la figure 1.27, l'exportation de gaz que nous voyons est principalement l'échange de gaz entre des pays producteurs et des pays consommateurs tels que les Pays–Bas, la Norvège qui exportent à l'Allemagne, la France, au Royaume-Uni… L'importation comprend des approvisionnements à l'intérieur et à l'extérieur. La dépendance de l'Europe sur les approvisionnements du gaz importé est de plus en plus claire. Sur le long terme, la dépendance européenne a augmenté depuis 1990, jusqu'à 2008, plus haut pic de dépendance enregistré à ce jour. La tendance à la croissance se prolonge. Selon les données d'Enerdata, l'importation nette en Europe était 270 Gm^3 par rapport à 140Gm^3 en 1990 et seulement 5Gm^3 en 1970.

Figure 1.27 : L'évolution du commerce du gaz en Europe



Source : Enerdata, 2014

L'Europe est la principale zone où les échanges par gazoduc ont une importance stratégique pour l'approvisionnement gazier. Environ 90% du gaz est importé via des gazoducs et principalement de Russie, d'Algérie, et de Norvège. Selon CEDIGAZ, plus de 70% de la demande de gaz en Europe est couverte par les importations par gazoduc. La Russie et la Norvège restent les deux principaux fournisseurs de gaz naturel importé par l'Europe, représentant respectivement 35% et 25% des importations en 2015. Puisque la demande de gaz augmente alors que la production européenne est en déclin rapide, l'Europe devra assurer ses approvisionnements dans l'avenir. Donc, les nouveaux projets d'investissement pour développer la capacité des infrastructures d'importation comme des réseaux de gazoduc en Europe sont vraiment nécessaires.

L'importation par gazoduc en Europe présente des risques pour différentes raisons comme les problèmes de politique dans les pays d'Afrique du Nord, les pays du Moyen-Orient et la Russie ; et des inquiétudes sur la capacité de production de la Norvège… Par

conséquent, l'Europe place au cœur de ses priorités une stratégie d'approvisionnement diversifiée afin de réduire sa dépendance aux pays exportateurs. La flexibilité du GNL a attiré un intérêt de l'Europe afin de diversifier et sécuriser ses approvisionnements en gaz. En 2003, le GNL importé en Europe n'a représenté que 14% du total des importations. Il a augmenté progressivement à 16% en 2006, à 24% en 2010 et a atteint un pic de 26% en 2011 (Wood, 2016). L'essentiel du GNL provient du Moyen Orient, en particulier du Qatar. En 2006, seulement 10% du GNL importé en Europe provenait du Qatar, alors qu'en 2015, il était passé à 55%. La France, l'Espagne, le Royaume-Uni, la Turquie sont les pays qui importent la majorité du GNL en Europe. En plus, le marché du gaz européen est également une destination attrayante pour les fournisseurs de GNL, en particulier avant la baisse des prix du pétrole à la fin 2014.

À présent, en raison de la chute du prix du pétrole brut, de la crise en Ukraine, du problème de politique entre la Russie et la Turquie… les pays européen ont développé des projets de construction de nouvelles installations de regazéification pour importer du GNL. Les ressources en GNL deviennent un choix stratégique des pays européens pour assurer leur sécurité énergétique dans l'avenir

1.3.4. La dynamique des prix du gaz en Europe : évolution du prix dans les contrats de long terme basés sur le prix du pétrole vers des prix issus des marchés spot.

La détermination des prix sur le marché européen est très particulière. Traditionnellement, le prix du gaz importé en Europe est fixé par la signature de contrats de long terme. Dans les contrats de long terme, il y a beaucoup de clauses différentes telles que des clauses concernant la durée du contrat ; des clauses concernant les quantités à enlever (take or pay) à fournir ; des clauses d'indexation des prix du gaz (en général sur ceux du pétrole brut ou des produits pétroliers), etc. Les contrats à long terme et les clauses d'indexation du prix du gaz sur le prix du pétrole ont permis un partage des risques prix et des risques volumes entre l'acheteur et le vendeur (Boussena, 1999). A ce titre, ils ont permis le développement des marchés gaziers.

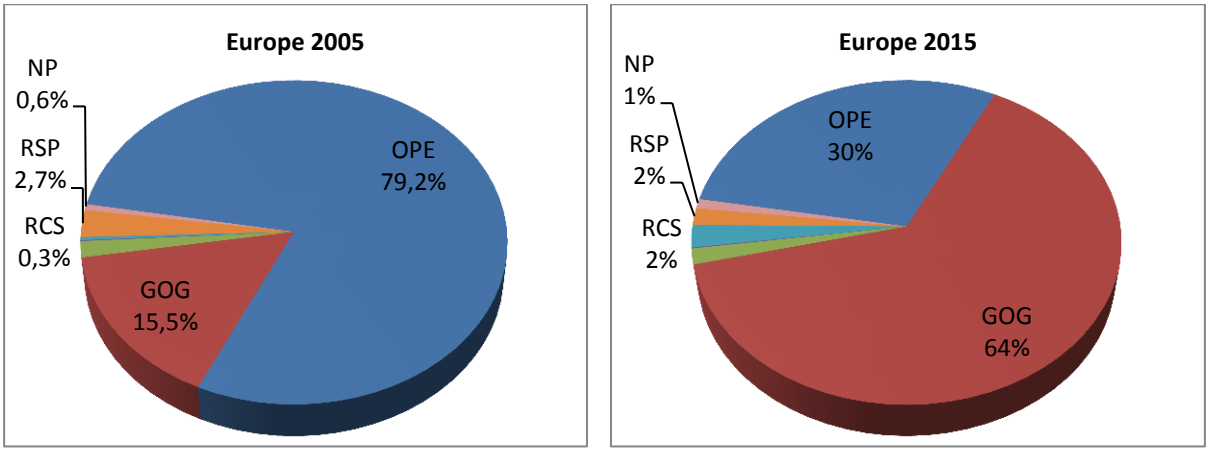
Mais dans un processus de libéralisation, ils peuvent être considérés comme des freins à la concurrence. Selon Percebois et Hansen (2010), ces contrats constituent des barrières à l'entrée pour les nouveaux opérateurs face aux opérateurs historiques. Ils empêchent le développement de hubs liquides. L'indexation du prix du gaz sur le prix du pétrole n'est pas fixé par les fondamentaux du marché du gaz. Par conséquent, si l'UE n'interdit pas les contrats de long terme, elle entend modifier certaines clauses comme celle sur les prix. On veut par exemple introduire dans ces contrats une indexation au moins partielle sur le prix spot du gaz pour refléter la situation de l'offre et de la demande.

Les contrats à long terme restent une forme de commercialisation importante (voire dominante dans certaines régions de l'UE) pour les importations de gaz naturel, mais avec

plus de flexibilité. Progressivement une indexation sur les prix spot se développe. Compte tenu des surplus d'offre et de la baisse des prix sur les marchés spots, les acheteurs européens ont pu négocier une part indexée sur le "spot" dans les contrats à long terme.

La figure 1.28 au-dessous présente le changement de mécanisme du prix en Europe dans la dernière décennie.

Figure 1.28 : Le changement de formule de prix du gaz en Europe



Source : IGU-2011 ; IGU-2016

En 2005, le prix du gaz indexé sur le prix du pétrole (OPE) dominait le marché européen avec plus de 79% du gaz consommé. Alors que le mécanisme de prix de marché spot (GOG) ne représentait que 15,5% (IGU, 2011). En 2015, le GOG représente la plus grande part en Europe avec 64% ; l'OPE a diminué à 30% (IGU, 2016).

1.4. Le marché gazier en Asie

1.4.1. Un marché complexe et fragmenté avec des marchés intérieurs réglementés, s'appuyant sur des importations au travers de contrats à long terme, mais très dynamique et à croissance rapide.

Le marché du gaz naturel de l'Asie connaît la plus forte croissance dans le monde mais c'est un marché complexe et fragmenté. En raison des problèmes géographiques, politiques, géopolitiques, économiques, l'Asie n'est pas un marché géographiquement défini. Cette région n'est pas bien interconnectée par des pipelines comme les marchés européens ou ceux d'Amérique du nord. Actuellement, il n'existe aucune coopération régionale efficace entre les grands marchés dans la zone. En fait, le commerce de GNL domine le marché asiatique.

La région comporte trois marchés distincts avec leur dynamique spécifique. Le premier marché est celui des pays à économie développée et mature, comprenant le Japon, la Corée et Taiwan. Ce marché est isolé et manque de ressources en gaz naturel. Son approvisionnement principal est le GNL. La croissance du gaz naturel est maintenant limitée.

Le deuxième marché est constitué par la Chine et l'Inde, deux pays qui présentent un fort potentiel de croissance de la demande de gaz naturel. Les approvisionnements de ces deux pays comprennent la production indigène et l'importation par pipelines ou sous forme de GNL. Troisième marché, la région de l'Asie du Sud-est, qui se compose de plusieurs grands producteurs de GNL (comme l'Indonésie, la Malaisie, le Brunei). Le Japon et la Chine dominent le marché asiatique. Le Japon était traditionnellement le plus grand consommateur de gaz naturel en Asie. En 2009, la Chine a dépassé le Japon pour devenir le plus grand consommateur de gaz en Asie. Le Japon reste encore le premier importateur de gaz naturel en Asie et surtout le premier importateur de GNL (environ 35% des ventes mondiales de GNL en 2015).

Le marché du gaz naturel Asiatique présente les caractéristiques d'un marché monopolistique. Il est marqué par une concurrence limitée du fait d'industries gazières en monopoles majoritairement détenus par l'Etat. Diverses situations sont présentes.

- Au Japon, le marché du gaz naturel comporte un nombre important d'importateurs de GNL (des compagnies d'électricité, des compagnies de gaz) (Boiteux et al., 2010).

- En Corée du sud, les importations de gaz naturel sont dominées par les importations de GNL de KOGAS. Cette entreprise a le monopole des importations de gaz naturel, du stockage et du transport. KOGAS dispose d'un monopole sur les ventes de gaz naturel à 98% de la capacité d'importation de GNL.

- En Chine, le gouvernement chinois a un rôle central dans le développement du marché du gaz naturel, à la fois au niveau national et local. En outre, le gouvernement a un intérêt direct dans tous les niveaux de la chaîne de valeur du gaz naturel par les compagnies pétrolières publiques (CNPC, CNOOC et Sinopec). Les prix du gaz naturel en Chine sont règlementés par les gouvernements centraux et locaux.

De plus, l'implication de l'État dans les marchés nationaux du gaz est également évidente dans la propriété des infrastructures de gaz telles que les réseaux de gazoduc, les terminaux de regazéification. La plupart de ces infrastructures est détenue et exploitée par des sociétés d'État. Par exemple, selon l'AIE en 2013, près de 79% des terminaux de regazéification en exploitation, en construction ou prévus jusqu'en 2017 sont détenus et exploités par des sociétés d'État (IEA, 2013a).

Dans la dernière décennie les pays asiatiques ont engagé une réforme de leurs industries gazières vers plus de concurrence.

- Le gouvernement japonais a déréglementé le prix de gros du gaz, introduit une législation pour les industries de l'électricité et du gaz afin d'accroître la liberté de choix pour les consommateurs. En 2012, il proposait de créer un marché du GNL qui fixerait un prix basé sur les facteurs de l'offre et de la demande.

- En Corée du Sud, le gouvernement a annoncé la libéralisation du secteur gazier en 2001.

- En Chine, le gouvernement a commencé des réformes des mécanismes du prix du gaz naturel de 2005. Certains des marchés centraux et des hubs sont également en cours d'établissement tels que Shanghai en Chine, le marché hub à Singapour.

Mais le processus de libéralisation reste lent, différencié selon les pays.

Avec la limitation des ressources de gaz conventionnel, la demande de gaz naturel a de plus en plus augmenté, des pays industrialisés et des pays émergents d'Asie comme le Japon, la Corée du Sud, la Chine, l'Inde, sont de plus en plus dépendants de l'importation du gaz, en particulier des importations de GNL. Le Japon, la Corée du Sud et Taiwan sont les traditionnels importateurs de GNL. L'Inde a commencé à importer en 2005, la Chine en 2006, et plusieurs pays asiatiques ont importé ou ont des projets pour importer du GNL.

Historiquement, les exportateurs de gaz en Asie comme l'Indonésie, la Malaisie, se sont basés sur des contrats à long terme et indexés sur le pétrole pour vendre leur production. Les importations comme celles du Japon, de la Corée ont ouvert la voie à la fixation des prix du GNL par des contrats à long terme indexés sur le pétrole. Ceux-ci rendent les prix du gaz naturel dans la région largement dépendants des facteurs du marché du pétrole. Le commerce du gaz naturel en Asie a été dominé par les prix indexés sur le pétrole. Selon l'AIE, la part de prix indexé sur le pétrole a représenté 88% du gaz commercialisé dans la région en 2010 (IEA, 2013a).

Dans le contexte économique de croissance forte en Asie, la demande de gaz naturel de la région asiatique a fortement augmenté comparée aux autres régions du monde. Depuis 1990, le marché asiatique a connu une croissance remarquable (Stern, 2008). Selon l'AIE en 2013, la consommation de gaz en Asie a augmenté de plus de 250% depuis 1990, soit une augmentation annuelle moyenne de 6% depuis plus de deux décennies. L'Asie est le centre du commerce mondial du GNL. La région représente près des deux tiers de la demande mondiale de GNL, dans laquelle le Japon et la Corée représentent près de la moitié du marché mondial du GNL. D'autres pays asiatiques, en particulier la Chine et l'Inde, ont une demande croissante d'importation de GNL. Dans l'avenir proche, l'Asie demeurera le principal centre de demande de GNL.

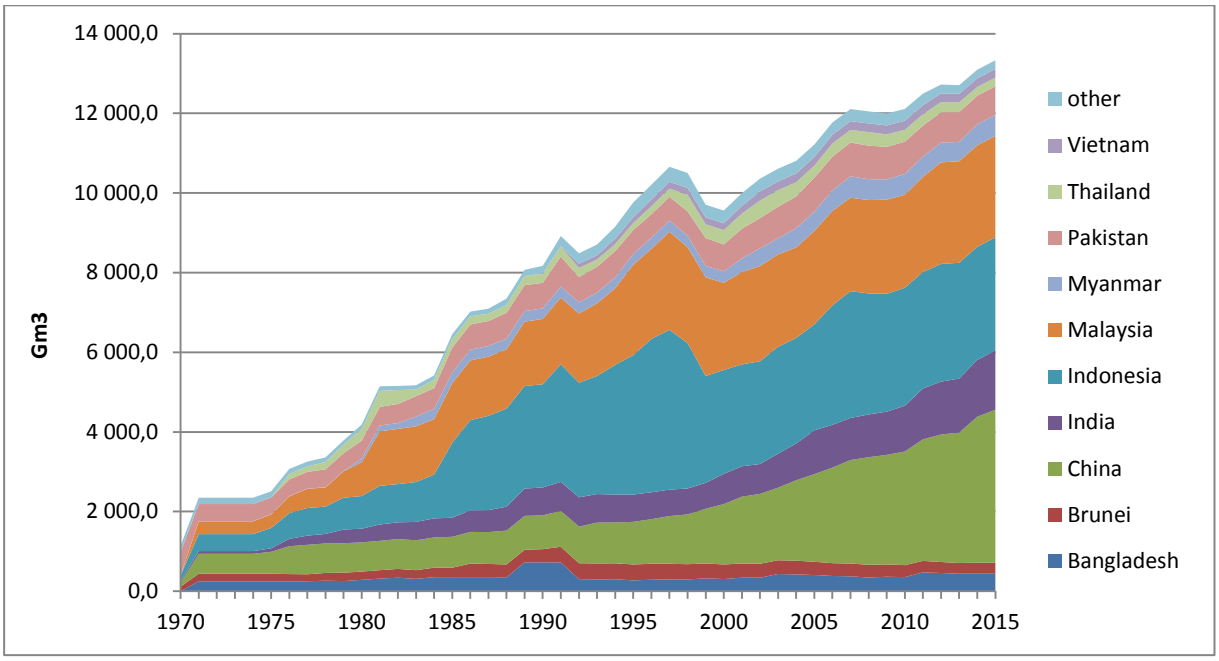
1.4.2. Une description générale de la situation des réserves, de l'offre et de la consommation du gaz naturel en Asie

1.4.2.1. Les réserves de gaz : le potentiel n'est pas encore découvert

La région asiatique est considérée comme une zone riche en potentiel de gaz naturel. En effet, une proportion considérable de son sous-sol demeure peu explorée. Au cours des

dernières décennies, les réserves prouvées de gaz naturel ont continué d'augmenter dans la région. Les estimations de la fin des années 1970 ont été totalement dépassées grâce aux découvertes de la période récente. Maintenant, les réserves de l'Asie sont derrière le Moyen-Orient et la CEI. Selon les données d'Enerdata, les réserves prouvées sont passées de 1,1 Tm^3 en 1970 à près de 13 Tm^3 en 2015, soit le taux de croissance annuelle moyen de 5,5%. La figure 1.29 ci-dessous présente l'évolution des réserves prouvées d'Asie depuis 1970.

Figure 1.29 : L'évolution des réserves prouvées de gaz en Asie



Source : Enerdata, BP 2016

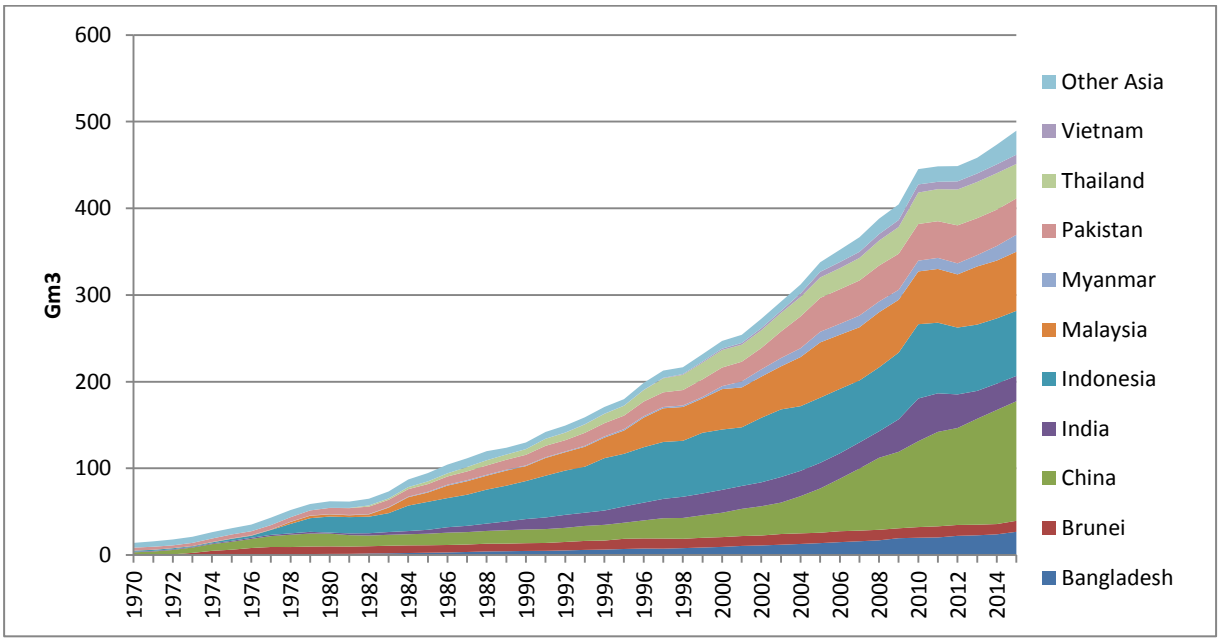
La croissance forte des réserves prouvées a commencé au début des années 1980. La croissance moyenne annuelle y est la plus rapide dans le monde. Cette croissance se concentrait dans de nombreux pays à fort potentiel de gaz naturel comme l'Indonésie, la Malaisie, et des pays émergents comme la Chine dans les années récentes. Beaucoup de pays dans cette zone ont poussé l'exploitation des nouveaux gisements. Plusieurs pays ont multiplié par deux à quatre le volume de leurs réserves prouvées au cours des deux décennies récentes.

À côté des ressources de gaz conventionnel, la région asiatique a également considéré le potentiel des gaz non-conventionnels tels que le gaz de charbon, le gaz de schiste. Ceux-ci peuvent être une source importante de réserves de gaz en Asie à l'avenir. Cependant, les informations sur ces ressources restent encore très faibles et incertaines. Certains pays ont commencé des recherches et développent ces ressources, en particulier la Chine.

1.4.2.2. La production de gaz : une croissance rapide

La production de gaz a rapidement augmenté dans la région asiatique. En 1970, la production d'Asie n'était que de 14Gm^3, soit guère plus de 1% de la production totale mondiale. En 2015, l'Asie a produit environ 490Gm^3, soit environ 14% du total mondial. La production principale de la zone vient de la production de gaz conventionnel et se concentre essentiellement dans les pays qui possèdent de grandes réserves de gaz naturel comme l'Indonésie, la Malaisie, la Chine. En 2007, la Chine a dépassé l'Indonésie et la Malaisie pour devenir la première productrice de la zone. En 2000, la production de la Chine était de 28 Gm^3, ce chiffre a atteint près de 140Gm^3 en 2015, représentant environ 30% de la production asiatique.

Figure 1.30 : L'évolution de la production de gaz en Asie



Source : BP, 2016

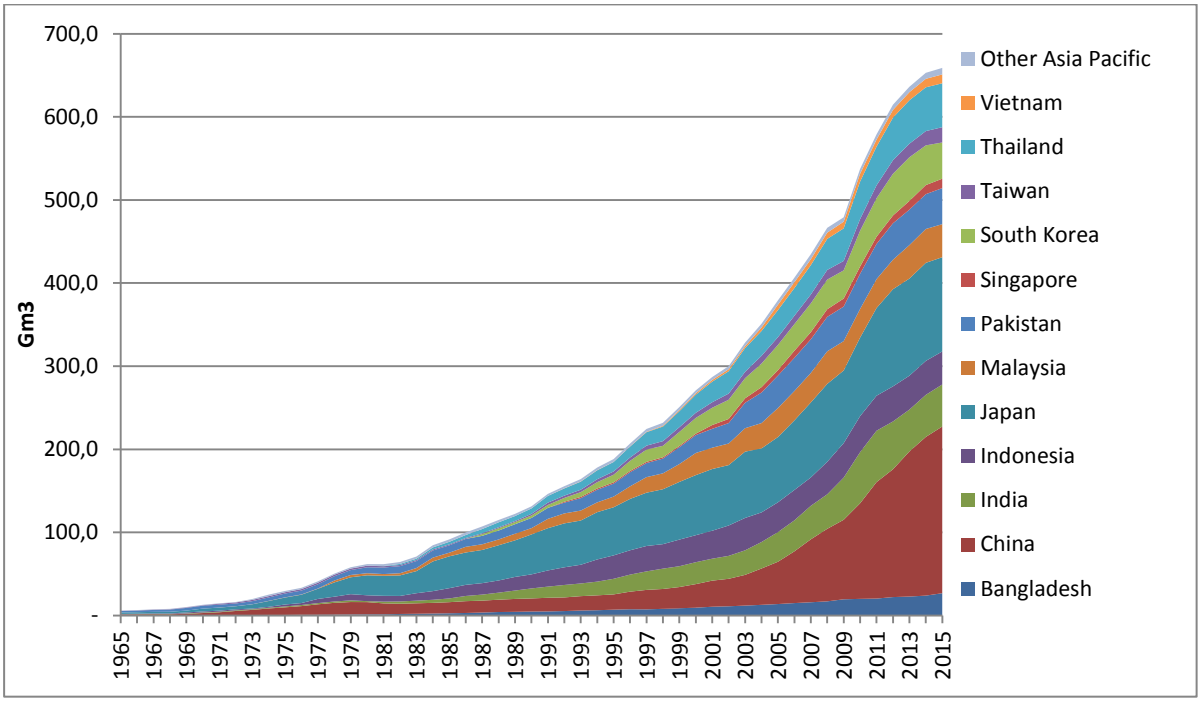
Néanmoins, la production des pays asiatiques ne satisfait pas la hausse des besoins domestiques, en particulier dans les pays émergents comme la Chine et l'Inde. Les pays asiatiques dépendent de manière croissante des importations.

1.4.2.3. La consommation du gaz dans le marché asiatique : le rôle important du Japon et l'émergence de la Chine

L'usage du gaz naturel a augmenté très fortement dans les décennies récentes. Selon les données de BP, la consommation de gaz naturel dans la zone Asiatique est en croissance très forte et la plus élevée dans le monde, avec le taux de croissance annuel moyen de 5,5% dans la période de 1980 à 2015. En 1970, la consommation de cette région a représenté environ 1% de la consommation totale, soit 10 Gm^3. En 2015 le chiffre a atteint 19% du total mondial, soit plus de 650Gm^3.

En raison de la forte croissance économique et des politiques environnementales, plusieurs pays ont utilisé du gaz naturel pour remplacer d'autres combustibles fossiles comme le pétrole, le charbon. En particulier, la Chine a un taux de croissance de sa consommation de gaz naturel très fort au cours de la dernière décennie en raison des problèmes d'environnement, de pollution de l'air, et de diversification du mix énergétique. Depuis 2006, la Chine a commencé à importer du gaz pour répondre à sa demande de plus en plus forte. En 2009, la Chine a dépassé le Japon pour devenir le premier consommateur en Asie. Le Japon est donc le deuxième consommateur de gaz des pays en Asie. L'Inde, troisième grand consommateur de la zone, voit également sa consommation croître de façon spectaculaire. Il est probable que la demande de gaz en Asie continuera d'augmenter à moyen terme même si à court terme des incertitudes demeurent notamment pour les pays émergents comme la Chine et l'Inde.

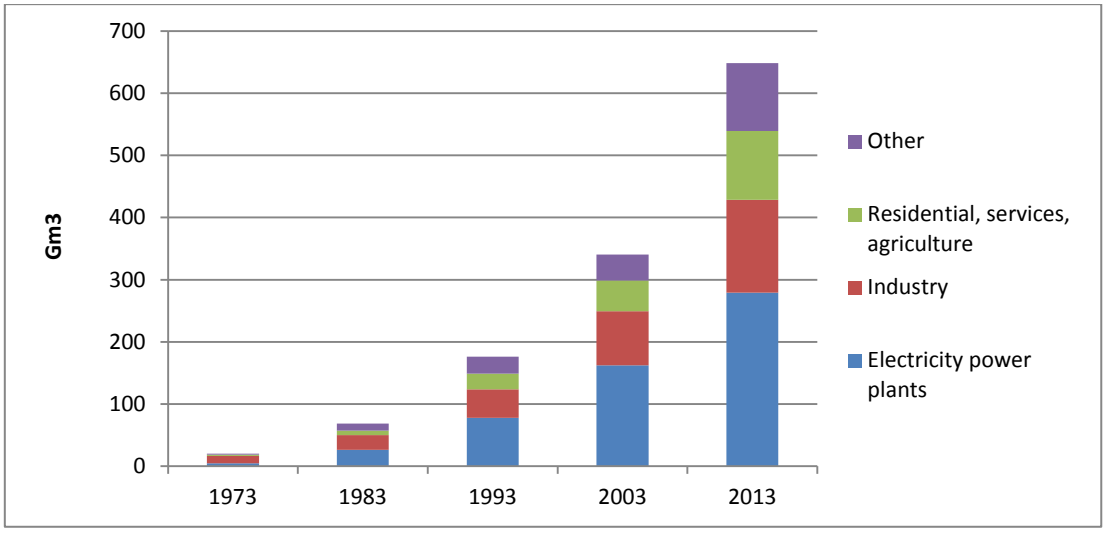
Figure 1. 31 : L'évolution de la consommation de gaz en Asie



Source : BP, 2016

Le gaz naturel tient un rôle important dans les secteurs industriel et électrique en Asie, en particulier dans les pays d'Asie du Nord comme le Japon, la Corée du Sud. Selon un rapport de l'AIE en 2013, les secteurs de l'électricité et de l'industrie dominent la consommation du gaz dans la région en 2010 avec 71% de la consommation totale. La figure 1.32 au-dessous présente le changement de la structure de consommation du gaz en Asie de 1973 à 2013.

Figure 1. 32 : La répartition du gaz naturel selon les différents secteurs consommateurs



Source : Enerdata, 2014

Selon la figure 1.32, la consommation de gaz a augmenté rapidement dans tous les secteurs, en particulier le secteur de l'électricité. Selon les données d'Enerdata, le secteur de l'électricité a représenté 22% du total du gaz consommé en Asie en 1973, soit 4,5 Gm^3. En 2013, la proportion de ce secteur était de 43% de la consommation totale, soit 280 Gm^3. Cette augmentation provient principalement des pays consommateurs traditionnels dans la région d'Asie du Nord. Par exemple, avant la catastrophe de Fukushima, le secteur de l'électricité représentait 60% de la demande totale de gaz naturel au Japon. En Corée du Sud, le secteur électrique a représenté 44% de la consommation totale en 2010. Dans les années récentes, les pays asiatiques, en particulier la Chine et l'Inde, ont commencé à utiliser du gaz pour remplacer le charbon dans les secteurs électrique et industriel dans le but de protéger l'environnement et contre la pollution de l'air. Cette tendance devrait se poursuivre. La consommation de gaz naturel en Asie continuera d'être dominée par l'industrie et l'électricité.

La consommation du gaz dans le secteur résidentiel a également eu une croissance exceptionnelle. En 1973, le volume de gaz consommé dans ce secteur ne dépassait guère 2Gm^3, soit 10% du total consommé. Ce chiffre a augmenté à plus de 110 Gm^3 en 2013, soit 17% de la consommation totale. Cette tendance va s'accentuer à l'avenir en raison de l'élévation du niveau de la vie, et de l'utilisation du gaz pour remplacer les énergies traditionnelles.

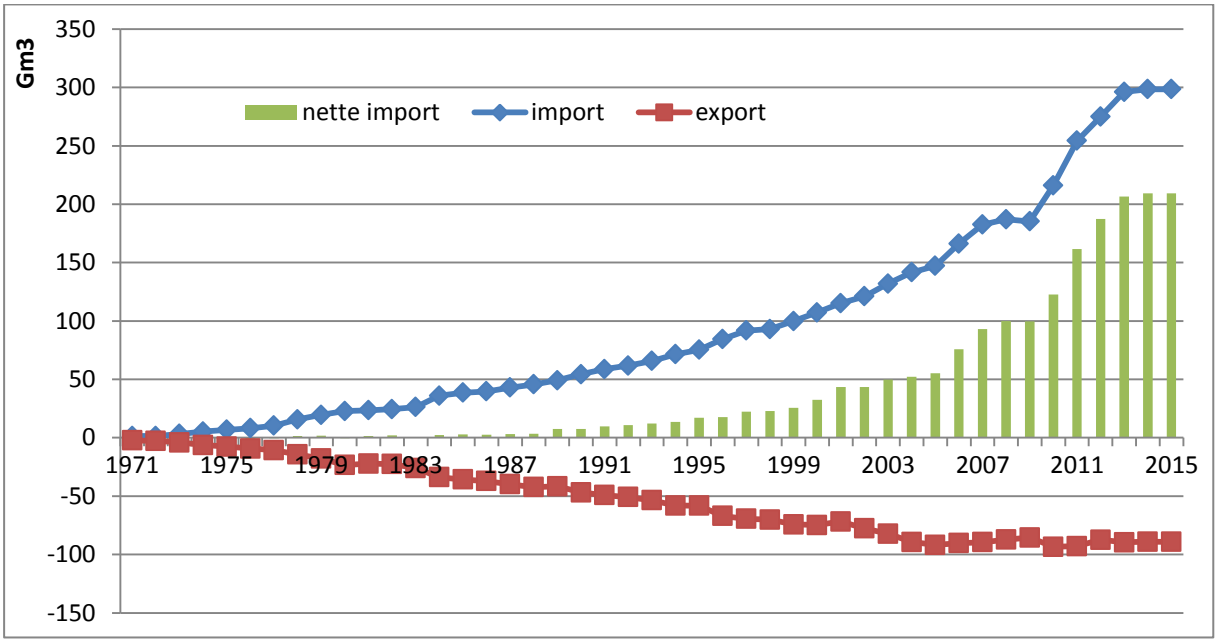
1.4.3. Le commerce du gaz en Asie : la tendance à devenir des importateurs nets de GNL

Comme nous l'avons présenté précédemment, le marché asiatique est très complexe, et fragmenté. Il y a des pays qui sont des exportateurs importants de gaz comme l'Indonésie, la Malaisie jusque-là fournisseurs importants du Japon, de la Corée du sud, de Taiwan. La construction d'un réseau de gazoducs internationaux est trop coûteuse et très difficile en

raison de l'aspect géographique spécifique, des relations entre pays dans la région, des conditions économiques…. Le commerce du gaz naturel dans la région est actuellement dominé par le GNL.

La figure 1.33 au-dessous présente le changement du commerce du gaz dans le marché asiatique de 1971 à 2015. Jusqu'à la fin des années 1980, la production locale était suffisante pour répondre à la demande dans la région. La plupart de la demande d'importation provenait du Japon, et était principalement alimentée par les exportateurs de la zone tels que le Brunei, l'Indonésie et la Malaisie sous forme de GNL. Après 1990, la demande d'importation en Asie est apparue dans plusieurs pays en Asie tels que la Corée du Sud, Taiwan, Singapour… L'augmentation des importations de gaz en Asie se confirme d'année en année, en particulier depuis 2000. Selon les données de BP en 2015, l'importation du gaz naturel par pipeline en Asie représente seulement 8% de l'importation totale en pipeline, tandis que le volume d'importation en GNL représente environ 71% du total des importations en GNL.

Figure 1. 33 : L'évolution du commerce du gaz en Asie



Source : Enerdata, BP 2016

La dépendance de l'Asie aux importations est croissante. Selon les données ci-dessus, près de 70% du gaz consommé par le marché asiatique est importé tandis que 30% est produit localement. Les principaux exportateurs dans la région sont l'Indonésie, la Malaisie, mais tous deux réduisent leurs exportations face aux besoins croissants de leur marché national.

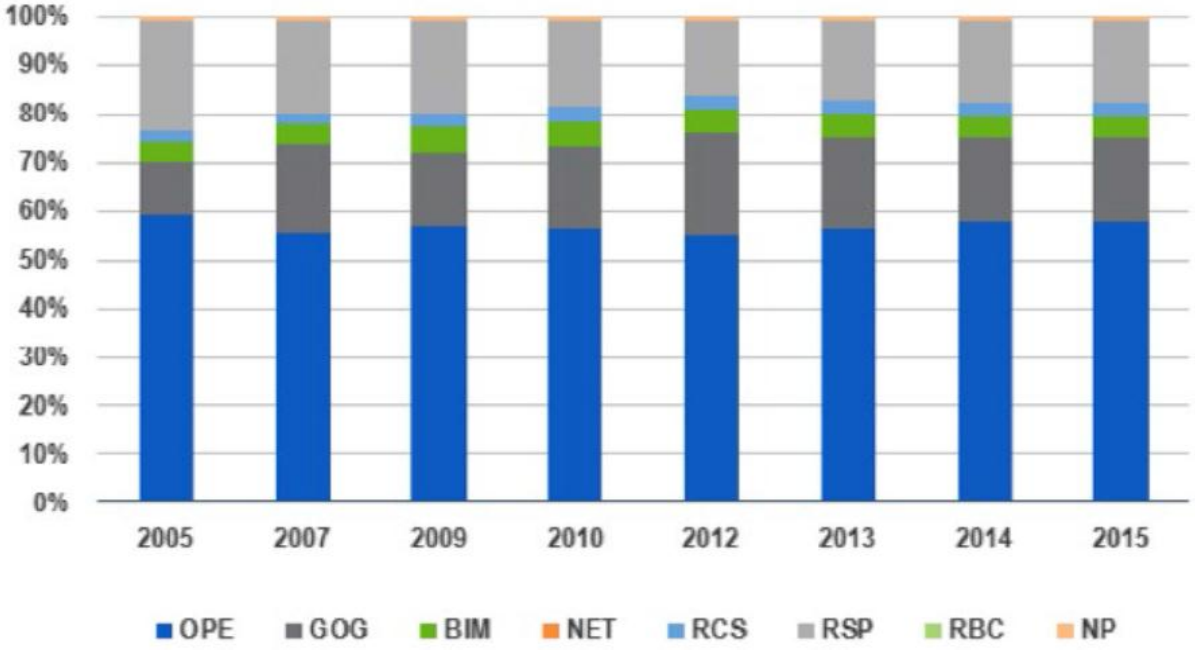
Le gaz naturel importé par gazoduc en Asie se concentre en Chine avec les réseaux provenant du Turkménistan (sa capacité est actuellement de 40Gm^3/an et pourrait être portée à 65Gm^3/an), et du Myanmar (capacité de 12Gm^3/an). La plupart de cette importation est réalisée par des contrats à long terme. Plusieurs pays en Asie sont en train de réaliser des

projets de gazoduc, ou de négocier avec des exportateurs et des pays liés pour construire des gazoducs. Par exemple, en mai 2014, la Chine est parvenue à un accord avec la Russie pour l'achat de gaz naturel via un gazoduc. Un contrat de livraison de 38 milliards de m^3 de gaz par an sur 30 ans, d'une valeur de 400 milliards de dollars, a été signé. L'Inde est en train de négocier avec les pays voisins comme le Pakistan pour réaliser des projets de gazoduc et assurer des importations. Cependant, sauf en Chine, il n'y a pas de nouvelles interconnexions ou extension de gazoduc dans la région.

1.4.4. La dynamique des prix du gaz en Asie : la domination du prix indexé sur le prix du pétrole dans les contrats de long terme

La structure des marchés nationaux du gaz naturel en Asie limite la concurrence. Dans plusieurs pays, les gouvernements participent encore directement ou indirectement au contrôle des marchés, à la détermination des prix des énergies, y compris le gaz naturel. Avec l'objectif de sécuriser les approvisionnements à long terme, le gaz importé l'est majoritairement au travers de contrats à long terme et l'évolution du prix du gaz dépend de celui du pétrole brut ou des produits pétroliers. Le mécanisme de prix indexé sur le prix du pétrole (OPE) domine encore le marché asiatique.

Figure 1. 34 : Le changement de formation de prix en Asie de 2005 à 2015

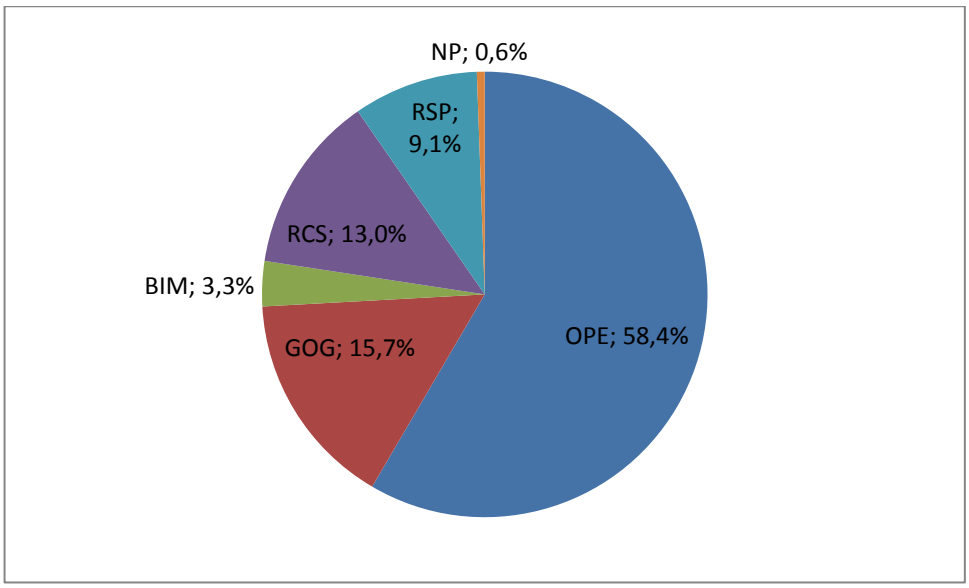


Source : IGU, 2016

Tous les volumes de gaz échangés par gazoduc sont connectés avec le prix du pétrole, tandis que la plupart des prix de gas-on-gas concerne l'importation sous forme de GNL. En raison des interventions du gouvernement des pays asiatiques sur le prix du gaz, les mécanismes de RSP et de RSC gardent encore une proportion importante dans la structure de

prix du gaz en Asie. En 2015, le mécanisme RSP représentait plus de 9% de la consommation totale, tandis que le RCS représentait 13% (voir la figure 1.35 au-dessous). Ces mécanismes de prix provenaient de productions nationales en Chine, au Bengladesh, en Malaisie, en Indonésie et au Vietnam.

Figure 1. 35 : Répartition des différentes formules de prix en Asie en 2015



Source : IGU,2016

La rigidité du mécanisme des prix dans les pays asiatiques, la domination des prix indexés sur le prix du pétrole dans les contrats de long terme, ainsi qu'une longue distance géographique entre les régions productrices et les régions consommatrices ont rendu les niveaux de prix du gaz en Asie assez chers par rapport à d'autres marchés, en particulier avant la période de chute de prix du pétrole. Cependant, la détermination des prix du gaz en Asie devrait devenir de plus en plus concurrentielle en raison de la diversification des sources d'importation de GNL, de la densification des infrastructures gazières et du processus de réforme, de la libéralisation du marché en cours dans les pays asiatiques.

1.5. Les conclusions du chapitre

Le gaz naturel revêt aujourd'hui une part importante dans le bilan énergétique mondial que ce soit dans le résidentiel, l'industrie, l'électricité, le transport…. Énergie plus propre que le pétrole et le charbon, avec moins d'émission de CO_2, la consommation du gaz naturel a représenté plus de 24% du mix énergétique mondial en 2015. Cette part devrait s'accroître au cours des années prochaines notamment dans les pays qui ont un fort développement économique et doivent faire face à d'importants problèmes environnementaux tels que les pays asiatiques.

Les réserves prouvées de gaz naturel sont importantes et représentent plus de 55 ans de la consommation au niveau actuel. Avec les progrès technologiques dans le secteur gazier et l'apparition du gaz non-conventionnel, les réserves et la production de gaz naturel ont augmenté rapidement pour satisfaire une consommation croissante. Dans l'avenir, plusieurs scénarios ont anticipé une croissance de la consommation soutenue de l'ordre de 2%/an, en particulier dans le secteur de l'électricité.

Le marché du gaz naturel n'est pas un marché mondialisé. En raison des coûts de transport, il est segmenté en trois marchés principaux suivant des zones géographiques bien identifiées : le marché Nord-Américain, le marché Européen, et le marché Asiatique. Chaque marché a un mécanisme, une organisation, une politique, des formations de prix différentes. En Amérique du Nord, le marché est libéralisé, le prix du gaz est libre et dépend de l'offre et de la demande. Le marché du gaz en Europe est en cours de libéralisation. Les prix du gaz sont de plus en plus déterminés par l'offre et la demande mais les prix des contrats de long terme restent pour partie indexés au prix du pétrole. En Asie, le marché du gaz est complexe et fragmenté. Le prix du gaz naturel importé en Asie reste pour l'essentiel indexé sur le prix du pétrole même si des importations de GNL US pourraient changer cette logique.

Le développement des gaz non-conventionnels, en particulier le gaz de schiste dans la décennie dernière a changé les trois marchés régionaux du gaz naturel. Grâce à la révolution du gaz de schiste, l'offre de gaz naturel aux États-Unis semble surabondante. Le prix du gaz a chuté rapidement sur le marché Nord-Américain. Les États-Unis sont en train de devenir un nouvel exportateur de GNL dans le monde. De plus, la chute de prix du pétrole au cours des dernières années a également contribué à faire baisser les prix du gaz naturel. Par conséquent, le développement du gaz naturel fait face à de nombreuses incertitudes.

CHAPITRE 2 : ANALYSE DES DÉTERMINANTS DU DÉVELOPPEMENT DU GAZ DE SCHISTE : EXPÉRIENCES AMÉRICAINES

Introduction

Le développement rapide et important des gaz de schistes aux USA a bouleversé les équilibres mondiaux du marché du gaz naturel. Les USA devaient se positionner comme des importateurs majeurs de gaz naturel. Aujourd'hui ils sont en passe de devenir des exportateurs majeurs de GNL. Ils pourraient donc fortement influencer le commerce mondial de GNL tant en termes de volume (contribuer au sur approvisionnement actuel) que de prix mais aussi de structure contractuelle étant donné les modalités particulières d'exportation de ce GNL.

Outre les effets de cette « révolution des shale gas » sur l'économie américaine et sur les équilibres mondiaux, une question a rapidement émergé, celle de savoir si celle-ci est reproductible à d'autres régions du monde. Face à la croissance prévisible des importations de gaz naturel tant en Europe qu'en Asie, le développement des gaz de schistes est apparu dans de nombreux pays comme un moyen permettant de répondre aux enjeux de dépendance et de sécurité énergétique tout en répondant au moins partiellement à la contrainte climatique. Dès lors la question des conditions qui ont permis le développement rapide des gaz de schistes aux USA se pose.

Ceci est l'objet de ce chapitre. Il permet de mettre en évidence que si des conditions géologiques favorables (importance et qualité de la réserve) sont nécessaires au développement des gaz de schiste, elles ne sont cependant pas suffisantes à garantir un développement rapide et important. D'autres facteurs sont tout aussi importants et surtout indispensables. Il s'agit d'abord de facteurs institutionnels telle la fiscalité mise en place, les programmes d'aides fédéraux pour le développement de nouvelles technologies. Il s'agit ensuite de conditions organisationnelles et industrielles particulières. La structure concurrentielle de l'industrie gazière américaine marquée par une multitude d'acteurs, la présence d'un marché mature (notamment en termes de transport et d'interconnexion), d'une industrie d'équipements (forage…) développée, d'une main d'œuvre qualifiée et enfin de conditions d'acceptabilité sociale particulière compte tenu d'enjeux sont des facteurs déterminants d'un développement rapide de la ressource. Les conditions nécessaires au développement des gaz de schistes sont ainsi difficilement reproductibles à d'autres régions du monde.

Le boom du gaz de schiste aux États-Unis est devenu un puissant catalyseur pour d'autres pays qui ont un potentiel de ressources de gaz de schiste et reconnaissent l'importance du gaz naturel comme source d'énergie de transition et favorable à la sécurité énergétique dans l'avenir. Plusieurs gouvernements sont sensibles à de fortes incitations pour dupliquer le succès des États-Unis dans leur pays.

2.1. Le gaz de schiste : les fondamentaux

Les gaz non-conventionnels sont en train de révolutionner l'approche des ressources en énergie fossile dans le monde. Ceci est tout particulièrement vrai pour les États-Unis où cette nouvelle ressource connait des développements majeurs au cours des dernières décennies. Il s'agit d'abord d'une réévaluation du potentiel national à travers une prospection intense, ensuite d'une mise en exploitation de gisements déployés largement sur le territoire, et ensuite de la constitution d'un nouveau segment de l'industrie pétrolière nationale.

2.1.1. Les gaz non-conventionnels et le gaz de schiste.

2.1.1.1. Synthèse sur les gaz non-conventionnels

L'usage du terme de gaz non-conventionnel a commencé à se répandre à la fin des années 1970 aux États-Unis, quand le gouvernement a édicté des politiques des taxes comme le '*Natural Gas Policy Act*' en 1978, le '*Crude Oil Windfall Profits Tax Act'* en 1980 - pour encourager la conservation de l'énergie et la production de sources d'énergie alternatives, y compris le gaz non-conventionnel (Boyer et al, 2007).

En général, les gaz non-conventionnels sont des ressources de gaz piégées dans des roches argileuses profondes et peu perméables ou dans des gisements de charbon et difficilement piégées en forte densité dans des réservoirs naturels classiques. La perméabilité de la roche est mesurée en unités appelées millidarcies (md) et le gaz passé dans les roches avec une perméabilité inférieure à 0,1md a été classé comme gaz non-conventionnel. Le débit de gaz dans un puits est fonction de la perméabilité, mais aussi d'autres variables telles que la pression du réservoir, ainsi que son rayon et la viscosité du gaz (McGlade et al, 2012). Ils représentent d'importantes réserves souterraines dont l'exploitation demeure complexe et coûteuse.

De nombreux réservoirs et dépôts de gaz ont été associés avec le terme de gaz non-conventionnel. Bien que l'ensemble de ces ressources puisse être identifié comme gaz non-conventionnel, actuellement, on les regroupe en quatre types de réservoirs (Boyer et al., 2007): le gaz de schistes, le gaz de charbon, le gaz de sables colmatés (tight gas en anglais) et le gaz contenu dans des gisements d'hydrates (voir le figure 2.1).

Le gaz de schiste (shale gas en anglais) est un gaz piégé dans une roche-mère très peu poreuse et très peu perméable. Ces roches, riches en matière organique (de 2 à 10%), ont généré des hydrocarbures gazeux par augmentation de pression et de température lors de leur enfouissement tout au long des temps géologiques.

Depuis 2005, le gaz de schiste s'est développé très rapidement en Amérique du Nord, en particulier aux États-Unis. Il a fait évoluer le marché du gaz naturel dans le monde. Donc, dans d'autres régions du monde, d'autres gouvernements souhaitent développer le gaz de schiste comme en Chine, en Inde pour l'Asie ; en Angleterre, en Pologne pour l'Europe, en

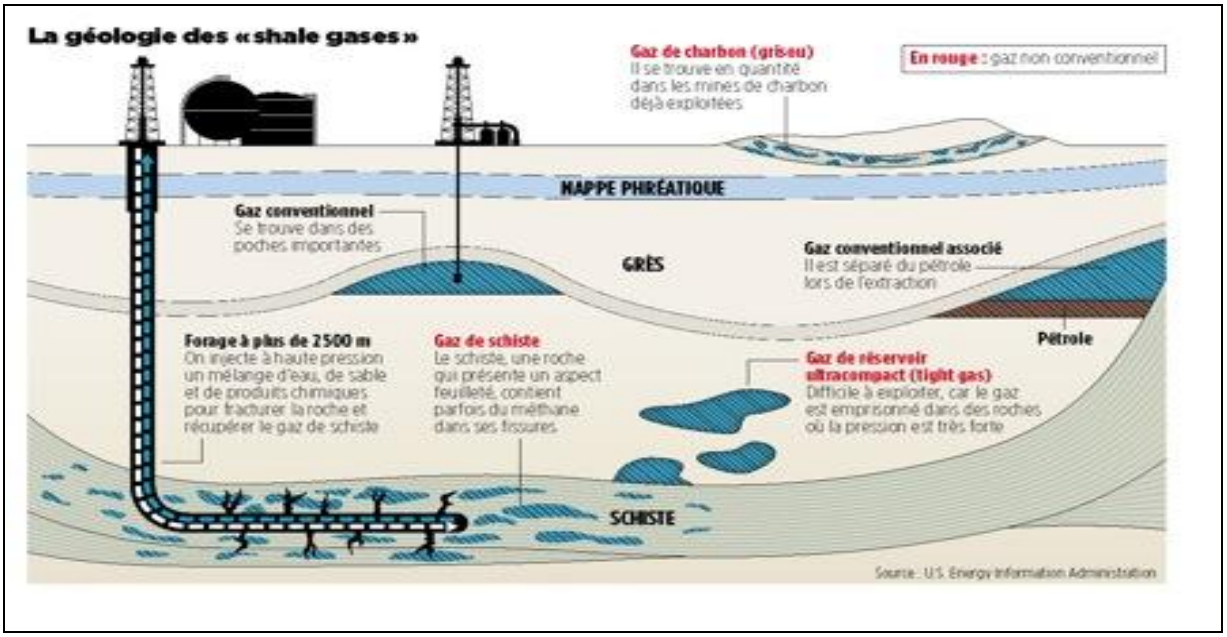
Argentine pour l'Amérique latine.... Mais il y a également beaucoup de débats concernant le développement de ce gaz en raison de son impact sur l'environnement, la santé, les paysages, etc…

Le gaz de charbon (coalbed methane en anglais) est naturellement présent dans les pores du charbon. Le charbon contient naturellement du méthane et du dioxyde de carbone dans ses pores. Historiquement, ce gaz a surtout été connu pour la menace mortelle qu'il présente sur la sécurité des mineurs - il est resté dans la mémoire collective sous le nom de grisou. Cependant, son exploitation est en plein développement, en particulier aux États-Unis. L'exploitation porte sur des strates de charbon riches en gaz et trop profondes pour être exploitées de façon conventionnelle. Il y a eu des essais en Europe également, mais la plupart des charbons européens sont assez pauvres en méthane. La Chine s'intéresse également de plus en plus à l'exploitation de ce type de gaz naturel.

Le gaz de sables colmatés (tight gas en anglais) est présent dans des structures rocheuses peu perméables qu'il faut désagréger pour pouvoir l'exploiter. L'extraction de ce type de gaz non-conventionnel est donc aujourd'hui trop coûteuse pour qu'il soit exploité à grande échelle, mais certains experts ont estimé que le gaz compact représente la moitié des réserves de gaz non-conventionnel aux États-Unis. La fracturation hydraulique permet d'augmenter la productivité, rendant de tels gisements exploitables dans de bonnes conditions économiques.

Les gaz contenus dans des gisements d'hydrates sont piégés sous haute pression et à basse température. Ils se trouvent sous les océans et dans les zones de permafrost (Alaska, Russie). Aucune technique économiquement viable ne permet pour l'instant d'exploiter ces gisements. Les hydrates de méthane sont des structures solides contenant du méthane prisonnier. Ils sont issus de l'accumulation relativement récente de glace contenant des déchets organiques. La dégradation est biogénique. On trouve ces hydrates dans le pergélisol ou sur le plancher océanique. Le volume de gaz existant sous cette forme est inconnu, les estimations varient de plusieurs ordres de grandeur selon les études. Aucune technologie rentable ne permet actuellement d'exploiter ces ressources, mais des tests sont en cours au Japon, malgré l'impact potentiel considérable sur les émissions de gaz à effet de serre de cette éventuelle exploitation.

Figure 2.1 : Schéma des différents types de source géologique du gaz naturel



Source : EIA

Dans les décennies récentes, le développement du gaz non-conventionnel et en particulier le développement rapide au cours de la dernière décennie du gaz de schiste en Amérique du Nord a bouleversé le marché du gaz mondial. Cependant, le potentiel futur pour la production de gaz non-conventionnel en général et de gaz de schiste en particulier reste controversé. De nombreux facteurs sont susceptibles d'intervenir comme la taille et le taux de récupération de cette ressource, les problèmes environnementaux…Ainsi les estimations des ressources en gaz non-conventionnels aux États-Unis restent incertaines, et les incertitudes sont encore plus grandes concernant pour le reste du monde (McGlade et al., 2012).

2.1.1.2. Les caractéristiques du gaz de schiste

Le gaz de schiste, également appelé gaz de roche-mère est un gaz naturel contenu dans des roches marneuses ou argileuses riches en matières organiques, roches qui peuvent avoir une structure litée de schiste. Les schistes sont ubiquitaires dans les bassins sédimentaires. Ils forment généralement près de 80 % des couches traversées par un puits (Speight, 2013). C'est ainsi que la majorité des schistes riches en matière organique ont pu être identifiés dans la plupart des régions du monde, cependant, les caractéristiques géologiques des formations sont très différenciées et ceci affecte l'exploitation et l'économie de la production.

Une formation de schiste peut avoir l'épaisseur de quelques mètres à plusieurs centaines de mètres. Elles peuvent être proches de la surface ou à plusieurs kilomètres de profondeur (IEA, 2012a). Certains schistes contiennent du méthane issu de la dégradation du kérogène présent dans le schiste et piégé dans ses feuillets et microfissures. Cette spécificité en fait un gaz non-conventionnel, puisqu'il n'est pas situé dans des réservoirs classiques mais continus à

une faible densité, entre 1-3 kilomètres (même jusqu'à 6 km comme le gaz le schiste en Chine) de profondeur (Farah et Tremolada, 2013).

Les réservoirs de gaz de schiste ont une perméabilité très faible à cause de la granularité très fine des sédiments originels, donc le gaz ne s'écoule pas facilement de la roche. Avec la porosité réduite, les espaces de stockage du gaz sont très limités – souvent moins de 10% du volume total. Par ailleurs, le taux de récupération du gaz est très faible parce que le gaz peut adhérer à la surface de la roche ou être enfermé dans des espaces non connectés les uns aux autres. Le volume d'hydrocarbure récupérable par kilomètre carré de surface est donc plus faible que celui du gaz conventionnel (IEA, 2012a).

Contrairement au gaz naturel conventionnel, en raison de la faible perméabilité, donc d'une extraction du gaz de schiste plus complexe et particulièrement difficile, on combine les technologies particulières – telles que le forage horizontal, la fracturation hydraulique - pour atteindre des débits rentables (IEA, 2012a). En outre, il est nécessaire de forer un très grand nombre de puits et dans ces forages, on doit utiliser beaucoup d'eau, et des additifs.

2.1.2. Les estimations des ressources en gaz non-conventionnel : le cas du gaz de schiste

Les géologues connaissent depuis longtemps l'existence de formations de schiste et autres formations renfermant des gaz non-conventionnels mais l'accès technique et commercial à ces ressources est nouveau. Jusqu'à la fin des années 90, il n'y a pas beaucoup de recherches sur les gaz non-conventionnels en raison de la grande disponibilité de gaz naturel conventionnel. Par conséquent, les estimations de ressources en gaz non-conventionnel sont très rares et principalement initiées par une curiosité académique plutôt que par une nécessité commerciale. Les fonds consacrés à ces estimations ont été limités et les données sur les occurrences de gaz non-conventionnels le sont aussi. Les données contenues dans la littérature comportent beaucoup d'incertitudes géologiques. En outre, les implications de la technologie pour la production éventuelle de gaz non-conventionnel sont mal comprises (Rogner, 1997). Donc, dans de nombreux cas, les données relatives aux estimations régionales sont hautement spéculatives.

Jusqu'à maintenant, les connaissances du gaz non-conventionnel en général et du gaz de schiste en particulier dans le monde sont très faibles et incertaines, sauf dans la région Nord – Américaine. Les estimations des ressources de gaz non-conventionnel sont très différentes dans le monde. Elles dépendent de nombreux facteurs tels que les informations géologiques, les technologies et les méthodes utilisées, le nombre des forages d'exploration…. Aux États-Unis, avec une politique favorable ainsi que le développement des technologies dans cette industrie, il y a beaucoup de publications sur l'estimation du potentiel de gaz non-conventionnel et du gaz de schiste. Hors d'Amérique du Nord, le secteur des gaz non-conventionnels en est encore à ses balbutiements et d'importantes questions doivent encore trouver une réponse – celles sur la quantité et la qualité de la ressource et la capacité

des entreprises à l'exploiter de façon rentable. En effet, il y a très peu d'estimations fiables disponibles sur les ressources recouvrables de gaz de schiste hors des États-Unis, tout particulièrement sur les ressources techniquement récupérables et les ressources économiquement récupérables.

Au début des années 2000, en raison de la diminution de production du gaz conventionnel aux Etats – Unis, ainsi que de la croissance de la demande de gaz naturel dans beaucoup de secteurs, le gouvernement américain s'est mobilisé sur la recherche et le développement des ressources en gaz non-conventionnel, en particulier en gaz de schiste. Beaucoup d'organisations ont réalisé des recherches sur le gaz non-conventionnel, en particulier le gaz de schiste, comme l'Energy Information Administration des Etat-Unis (EIA), le Geological Survey des Etat-Unis (USGS), l'Agence International de l'énergie (AIE)…. Des estimations relatives au gaz non-conventionnel ont été publiées, spécialement par l'EIA. En parallèle à ces études et estimations relatives aux États-Unis, l'EIA a étudié le potentiel des gaz non-conventionnels dans d'autres régions ou d'autres pays. Il y a deux publications importantes que l'EIA a diffusées en 2011 et en 2013 sur l'estimation du potentiel mondial du gaz de schiste. Bien que les données dans chaque publication soient différentes, elles constituent une base importante pour avoir un vue générale du gaz de schiste dans le monde.

Tableau 2.1 : Ressources en gaz naturel techniquement exploitables, par type et par région, à la fin 2011

Unité : Tm^3

Région	***Total***		***Non-conventionnel***		
	Conventionnel	***Non conventionnel***	***Gaz de réservoir compact***	***Gaz de schiste***	***Gaz de houille***
Europe/ Eurasie	131	43	10	12	20
Moyen-Orient	125	12	8	4	
Asie/ Pacifique	35	93	20	57	16
Amérique OCDE	45	77	12	56	9
Afrique	37	37	7	30	0
Amérique latine	23	48	15	33	
Europe ODCE	24	21	3	16	2
Monde	421	331	76	208	47

Source : IEA, 2012a

À partir de données issues de nombreuses sources, en 2012, l'AIE estime que les ressources techniquement récupérables s'élèvent à 208 trillions de mètres cubes (Tm^3) pour le gaz de schiste, 76 Tm^3 pour le gaz de réservoir compact et 47 Tm^3 pour le gaz de houille (voir le tableau 2.1 ci-dessus)(IEA, 2012a). Les réserves techniquement récupérables de gaz de

schiste représentent près d'un tiers des ressources globales disponibles en gaz naturel. Les réserves sont donc supposées pour une majorité de bassins où il existe un fort degré d'incertitude. Bien qu'elles soient indiscutablement importantes, les ressources en gaz non-conventionnel sont encore assez mal connues, en termes de taille, mais aussi de fraction extractible rentable. En ce qui concerne les ressources hors d'Amérique du Nord, l'industrie est encore en phase d'apprentissage. En effet, chaque champ gazier non-conventionnel possède ses particularités et il n'a pas encore été prouvé que les technologies bien adaptées aux zones productrices actuelles le soient aussi pour toutes les zones potentielles (IEA, 2012a).

Dans le monde, on connaît l'existence d'un potentiel de ressources des gisements de gaz de schiste, cependant il n'y a eu aucune estimation fiable des ressources en dehors des États-Unis. Donc il est difficile de déterminer l'ampleur des gisements potentiellement exploitables et le potentiel de production rentable des gaz de schiste est plus encore aléatoire (McGlade et al., 2012). Les différences structurelles qui existent entre les zones potentielles de production, telles que les infrastructures de transport, la disponibilité en centrales thermiques fonctionnant au gaz ou encore la présence d'une industrie parapétrolière qui maîtrise l'exploitation des ressources non-conventionnelles, rendent plus complexe la définition des ressources économiquement rentables (Francesco et al., 2012).

Selon Stevens, les réserves gisements de gaz de schiste ont tendance à dépasser celles des puits de pétrole et de gaz conventionnel (Stevens, 2010). Il conclut que les pays qui ont une tradition historique dans l'industrie pétrolière continentale tels que les Etats - Unis auront un plus haut degré de connaissance de la ressource de gaz de schiste par rapport aux pays qui ont peu d'histoire de la production onshore (tels que les pays européens par exemple). Ceci est confirmé par Mc Glade qui souligne également la très bonne connaissance des potentiels techniquement récupérables aux États-Unis, avec une marge d'erreur de seulement 7% (McGlade et al., 2012).

Différents rapports offrent des degrés variables d'explication des différentes méthodes d'estimation employées, mais dans de nombreux cas peu, très peu ou aucune information n'est donnée. Chaque rapport utilise des approches différentes, des variables différentes, des paramètres particuliers et différentes sources d'information. Ces différences ont des influences significatives sur les résultats. Dans chaque région, les estimations de gaz de schiste sont établies à partir de ces sources. Par conséquent, selon McGlade et al, les estimations des ressources économiquement récupérables de gaz de schiste sont mieux décrites que les ressources techniquement récupérable et ainsi leurs valeurs sont inclues dans le calcul des estimations de ressources moyennes. En outre, lorsque les sources ont fourni plusieurs estimations, seule la dernière mise à jour est incluse dans le calcul de l'estimation

des ressources en moyenne (McGlade et al., 2012). Le tableau 2.2 présente les estimations moyennes de ressources restantes techniquement récupérables de gaz.

Tableau 2.2: Les estimations moyennes de ressources restantes techniquement récupérables de gaz

Unité :Tm^3 (*trillions mètres cubes*)

Régions	***Conventionnel***	***Tight gas***	***CBM***	***Gaz de schiste***		
				La plus basse	***Moyenne***	***La plus haute***
Etats - Unis	27,2	12,7	3,7	8,0	23,5	47,4
Canada	8,8	6,7	2,0	1,4	11,1	28,3
Europe	11,6	1,4	1,4	2,3	8,9	17,6
Chine	12,5	9,9	2,8	4,2	19,2	39,8
Reste du monde	364,9	14,6	15,6	34,7		
Monde	424,9	45,4	25,5	17,1	97,4	186,4

Source : McGlade et al., 2012

L'état des connaissances concernant la quantité de gaz de schiste techniquement récupérable a évolué rapidement au cours des 10 dernières années. Par exemple aux États-Unis, en 2003, le Conseil National Petroleum a estimé à environ 1,1 Tm^3 les ressources techniquement récupérables qui ont été réparties sur plusieurs bassins en Amérique du Nord. En 2005, l'Energy Information Administration a estimé une moyenne de 3,96 Tm^3 dans son *Annual Energy Outlook* pour les ressources de gaz de schiste techniquement récupérables. En 2008, Navigant Consulting, Inc. estime une moyenne de 7,92 Tm^3, mais une enquête auprès des producteurs a indiqué jusqu'à 23,77 Tm^3. En 2009, le Comité Potential Gas a établi son estimation moyenne à un peu plus de 19,24 Tcm. En 2011, Advanced Resources International (ARI) a rapporté une estimation d'environ 54,62 Tm^3 de ressources techniquement récupérables pour l'Amérique du Nord, avec plus de 24,34 Tm^3 de gaz de schistes aux États-Unis (Medlock III, 2012).

À l'échelle mondiale, l'estimation faite par Rogner en 1997 constitue la référence principale de base de ressources de gaz de schiste à l'extérieur de l'Amérique du Nord jusqu'à environ 2009. Rogner a estimé le gaz d'origine en place pour chaque gaz non-conventionnel dans les onze régions continentales. Il a estimé que les ressources de gaz non-conventionnel dans le monde étaient de 920 Tm^3, dont 50% était du gaz de schiste. Bien que Rogner n'ait pas fourni une ventilation par pays et n'ait pas suggéré ou fourni une fraction de ces valeurs qu'il considérait comme récupérable, de nombreuses organisations en ont déduit les ressources techniquement récupérables en prenant certains pourcentages des chiffres de Rogner (McGlade et al., 2012).

Quelques années avant l'émergence du gaz de schiste en Amérique du Nord, Rogner a estimé les ressources de gaz de schiste en place au niveau mondial à plus de 452,8 Tm^3 avec un peu moins de 113,2 Tm^3 en Amérique du Nord (Rogner, 1997). Simultanément, on a estimé les ressources techniquement récupérables à un niveau très faible d'environ 10%. Cependant, avec les développements au cours de la dernière décennie, l'AIE a estimé récemment que près de 40% de la ressource en place de Rogner sera techniquement récupérable (Medlock III, 2012). Une évaluation plus récente des ressources de gaz de schiste techniquement récupérables réalisée par ARI/EIA identifie les ressources mondiales en place de gaz de schiste. On a estimé que les ressources en place de gaz de schiste dans le monde sont supérieures à 716 Tm^3 – cette estimation n'inclut pas l'évolution du potentiel de gaz de schiste au Moyen-Orient et en Ex-Union soviétique (EIA, 2011a). Deux ans après, une autre publication de l'EIA a estimé les ressources en place de gaz de schiste à 1013 Tm^3.

En 2011, l'EIA a publié le rapport des estimations de ressources de gaz de schiste techniquement récupérables pour 32 pays en dehors des États-Unis. Ces estimations sont incertaines, étant donné les données relativement rares qui existent actuellement et l'approche que le consultant a employée entraînerait probablement une estimation plus élevée une fois qu'une meilleure information serait disponible (EIA, 2011a)

Depuis la publication en 2011 de l'évaluation de l'EIA des ressources de gaz naturel techniquement récupérables à partir de formations de schiste qui sont sélectionnées dans 32 pays, l'épanouissement de l'intérêt pour les ressources de schiste en dehors des États-Unis a entraîné plus de publications et une meilleure information sur la géologie de nombreuses formations de schiste dans d'autres régions, d'autres pays. Plusieurs puits forés dans des formations de schiste dans les pays qui ont un potentiel de gaz de schiste tels que l'Argentine, la Chine, le Mexique et la Pologne ont également aidé à clarifier les informations géologiques et le potentiel productif (EIA, 2013a)

Tableau 2.3 : Comparaison des rapports de 2011 et 2013

Facteur	***2011***	***2013***
Nombre de pays	32	41
Nombre de bassins	48	95
Nombre de formations	69	137
Ressource techniquement récupérable de gaz de schiste (Tm^3)	187	220

Source : EIA, 2013

Le rapport d'EIA en 2013 se fonde sur des enquêtes à plus grande échelle, avec des données géologiques plus complètes et de meilleure qualité sur la plupart des formations de schiste par rapport au rapport en 2011. Il est donc mieux éclairé, plus complet sur le potentiel de gaz non-conventionnel en général et le gaz de schiste dans le monde. Comme le montre le

tableau 2-3, l'estimation mise à jour par EIA dans le rapport de 2013 a indiqué des ressources mondiales techniquement récupérables de gaz de schiste de 220 Tm^3, plus élevée de 10% que l'estimation dans le rapport de 2011.

Tableau 2. 4 : Comparaison des estimations des ressources de gaz de schiste en place de Rogner 1997, EIA 2011 et 2013

Unité : *Tm^3*

Continent	*Rogner 1997*	*EIA 2011*	*EIA 2013*	*EIA2013/ Rogner 1997 (%)*	*EIA 2013/ EIA 2011 (%)*
Amérique du Nord	109	202	263	241,83	130,13
Amérique du Sud	60	129	181	301,84	139,86
Europe	16	73	139	891,62	189,22
Afrique	44	112	189	430,49	168,20
Asie	100	160	184	184,10	114,73
Australie	65	39	58	88,46	148,15
Autre	63	0	0	0,00	
Total	456	716	1013	222,08	141,43

Source : Rogner 1997, EIA 2011, EIA 2013

Le tableau 2.4 ci-dessus analyse les estimations de trois rapports importants sur les ressources de gaz de schiste en place dans le monde récemment. Cependant, ces résultats sont les informations initiales pour évaluer les ressources mondiales de gaz de schiste. Selon les données dans le tableau 2.4, nous voyons que l'estimation des ressources en place de gaz de schiste dans le monde a augmenté au cours du temps. En 1997, selon l'estimation de Rogner, les ressources en place de gaz de schiste dans le monde sont environ de 456 Tm^3. Ces ressources sont concentrées dans les zones Amérique du Nord et Asie. Dans le premier rapport d'EIA en 2011, quand on évaluait sur 69 formations de 48 bassins dans 32 pays, on a estimé que les ressources en place de gaz de schiste ont augmenté très rapidement et atteint 716 Tm^3. Les ressources se concentrent alors en Amérique du Nord, en Asie, en Amérique du Sud avec 202 Tm^3, 160 Tm^3, et 129 Tm^3 respectivement. Mais en 2013, quand l'EIA étend l'échelle d'évaluation sur 137 formations de 95 bassins dans 41 pays, elle valorise les ressources en place de gaz de schiste à environ 1 013 Tm^3. En comparaison avec le rapport de Rogner et son rapport de 2011, les ressources de gaz de schiste en place ont augmenté de plus de 120% et 40% respectivement. L'estimation des ressources en place de gaz de schiste dans la zone Européenne montre une croissance rapide : elles augmentent de plus de 8 fois par rapport à celle de Rogner et de près du double en comparaison avec l'estimation de 2011.

Tableau 2. 5 : Comparaison des estimations des ressources techniquement récupérables de gaz de schiste entre les rapports 2011 et 2013

Unité : *Tm^3*

Continent	***2011***	***2013***	***2013/2011 (%)***
Europe	18	25	138
Amérique du Nord	55	65	118
Asie	39	40	101
Afrique	30	39	131
Amérique du sud	35	41	117
Australie	11	12	110
Total mondiale	187	220	118

Source : EIA 2011, EIA 2013

Selon les données dans le tableau 2.6, au cours d'une courte période de temps entre 2011 et 2013, les estimations d'EIA du potentiel des ressources mondiales techniquement récupérables de gaz de schiste ont augmenté de 18 % de 187 Tm^3 à 220 Tm^3. En Amérique du Nord, les ressources techniquement récupérables de gaz de schiste se concentrent aux Etats – Unis ; en Europe, c'est en Pologne, en France et en Norvège, en Asie, c'est en Chine; en Afrique, c'est en Afrique du Sud, en Algérie ; en Amérique du sud, c'est en Argentine, au Brésil ; et en Australie. Le tableau ci-dessous montre les 10 pays principaux qui disposent de ressources techniquement récupérables de gaz de schiste importantes dans le monde.

Tableau 2. 6 : Les 10 principaux pays pour les ressources de gaz de schiste techniquement récupérables

Unité : Tm^3

Le rang	**Pays**	**Gaz de schiste**
1	Chine	32
2	Argentine	23
3	Algérie	20
4	États-Unis	19
5	Canada	16
6	Mexique	15
7	Australie	12
8	Afrique du Sud	11
9	Russie	8
10	Brésil	7
11	Autres	43
Total mondiale		220

Source : EIA/ARI 2013

Comme mentionné ci-dessus, les États-Unis ont des ressources abondantes de gaz naturel et sont aussi les premiers à développer le gaz non-conventionnel, en particulier le gaz de schiste. Grâce à la 'révolution' du gaz de schiste, les Etats- Unis ont dépassé la Russie pour devenir le premier producteur de gaz naturel. Les estimations des ressources récupérables de gaz de schiste aux États-Unis se sont multipliées rapidement. Cependant, leurs diversités, voire leurs divergences indiquent le degré élevé d'incertitude qui entoure le développement de cette industrie. Par exemple, l'USGS et l'EIA ont estimé que les États-Unis disposent de plus de 68 Tm3 de gaz naturel techniquement récupérable, y compris 16 Tm3 de ressources techniquement récupérables de gaz de schiste (NETL-National Energy Technology Laboratory, 2013). Entre 2010 et 2011, l'EIA a plus que doublé ses estimations des ressources américaines de gaz de schiste techniquement récupérables de 10 à plus de 23 Tm3. Mais cette estimation a été révisée à la baisse à 19 Tm3 dans le rapport en 2013 (Krupnick et al., 2014). D'autres estimations des ressources de gaz naturel des États-Unis sont encore plus optimistes ; ainsi le NETL estime que le gaz de schiste peut fournir environ un tiers de la demande en énergie des États-Unis au cours des décennies prochaines (NETL-National Energy Technology Laboratory, 2013).

Bien que les évaluations ci-dessus proviennent de sources indépendantes, les estimations sont en augmentation au fil du temps, selon un modèle qui coïncide en grande partie avec une plus grande activité de forage et les progrès technologiques, ainsi que l'indication de «*l'apprentissage par la pratique*» qui se produit encore. Il reste une hétérogénéité sur la taille exacte de la base de ressources de gaz de schiste (Medlock III, 2012).

D'un côté, les ressources pourraient être bien plus grandes que ce que ces études n'indiquent, car elles n'examinent pas tous les réservoirs de gaz de schiste dans le monde. D'un autre côté, plusieurs publications ont avancé des estimations nettement inférieures à celles de l'étude ARI/EIA, telles que celle du bureau géologique américain (USGS), dont les évaluations des ressources font généralement autorité. Elles ont récemment publié plusieurs études régionales indiquant des ressources inférieures à celles annoncées par d'autres institutions. Un exemple pour montrer la différence entre les estimations dans le cas du schiste de Marcellus – un grand gisement de gaz de schiste au nord-est des États-Unis: l'USGS estimait les ressources de gaz de schiste non découvertes à 2,4 Tm^3, soit bien en dessous des 11,6 Tm^3 indiqués par l'EIA en 2011, ensuite l'EIA a continué à réduire ses estimations de gaz récupérable à Marcellus à 4 Tm^3 (IEA, 2012a). Un autre exemple porte sur les études de l'institut géologique polonais (PGI) soutenues par l'USGS et qui donnent une estimation également inférieure (0,35-0,8 Tm^3 contre 5,3 Tm^3 selon l'étude ARI/EIA) pour les ressources en gaz de schiste polonaises (PGI, 2012).

Il existe un potentiel pour une croissance rapide de l'offre en gaz non-conventionnel dans les décennies à venir mais le rythme de cette croissance reste encore très incertain.

L'incertitude des estimations de ressources de gaz de schiste va impacter fortement l'avenir de l'industrie du gaz de schiste et la politique énergétique nationale. Même dans les pays où la production est déjà en cours, il reste une incertitude significative sur l'ampleur de la ressource et des variations considérables dans les estimations disponibles (McGlade et al., 2013). Néanmoins, une autre approche considère que les grandes ressources en place n'impliquent pas nécessairement la production à grande échelle à court terme parce que d'autres innovations techniques et des réductions de coûts sont essentielles à la viabilité commerciale (Medlock III, 2012).

À présent, selon Speight 2013, il y a deux groupes de pays qui émergent avec le développement du gaz de schiste. Le premier groupe est composé de pays qui sont fortement dépendants des importations de gaz naturel. Ils veulent développer le gaz de schiste pour modifier leur équilibre futur garantir leur sécurité énergétique, et réduire la dépendance à l'importation de gaz. C'est le cas des pays de l'Europe de l'Est comme la Pologne, des pays en Asie comme la Chine. Le deuxième groupe est constitué des pays où l'estimation des ressources de gaz de schiste est importante et il existe déjà une infrastructure de production de gaz naturel pour un usage interne ou à l'exportation comme les États-Unis, l'Australie.

2.1.3. Le processus de production du gaz de schiste : les aspects techniques

Les connaissances sur la localisation des gisements de gaz de schiste ont été accumulées pendant des décennies, mais ce sont les récentes améliorations des technologies pour l'exploitation de ces ressources qui ont contribué au développement économique, résultant d'un boom de la production, en particulier aux États-Unis. Selon l'opinion du Département américain de l'Énergie (DOE), il y a trois facteurs importants au cours des dernières années qui ont recadré la viabilité économique de la production de gaz de schiste, i/ les progrès dans le forage horizontal, ii/ les progrès de la fracturation hydraulique et iii/ l'augmentation rapide des prix du gaz naturel en raison de significatives pressions de l'offre et la demande (Department of Energy, 2011). Grâce aux progrès des technologies et de la technique, le développement du gaz de schiste est devenu un grand phénomène au début du XXIème siècle. La technologie offre au gaz non-conventionnel de nouvelles possibilités de jouer un rôle majeur dans le mix énergétique mondial à venir et d'apaiser ainsi les inquiétudes sur la fiabilité, la rentabilité et la sécurisation des approvisionnements en énergie.

Toutefois, en raison des caractéristiques des schistes, en particulier leur faible perméabilité, l'exploitation du gaz de schiste est difficile et plus complexe que la mise en production de gisements conventionnels. Plus incertaine, elle requiert de caractériser la roche-mère (épaisseur, teneur en matière organique, minéralogie, dureté….), de réaliser des forages de puits expérimentaux et de mettre en œuvre des tests de production pour qualifier l'écoulement du gaz puis acquérir des données sismiques fiables (Bauquis, 2014). Ainsi, jusqu'à il y a une dizaine d'années, le pétrole et le gaz de schiste n'étaient pas exploitables de

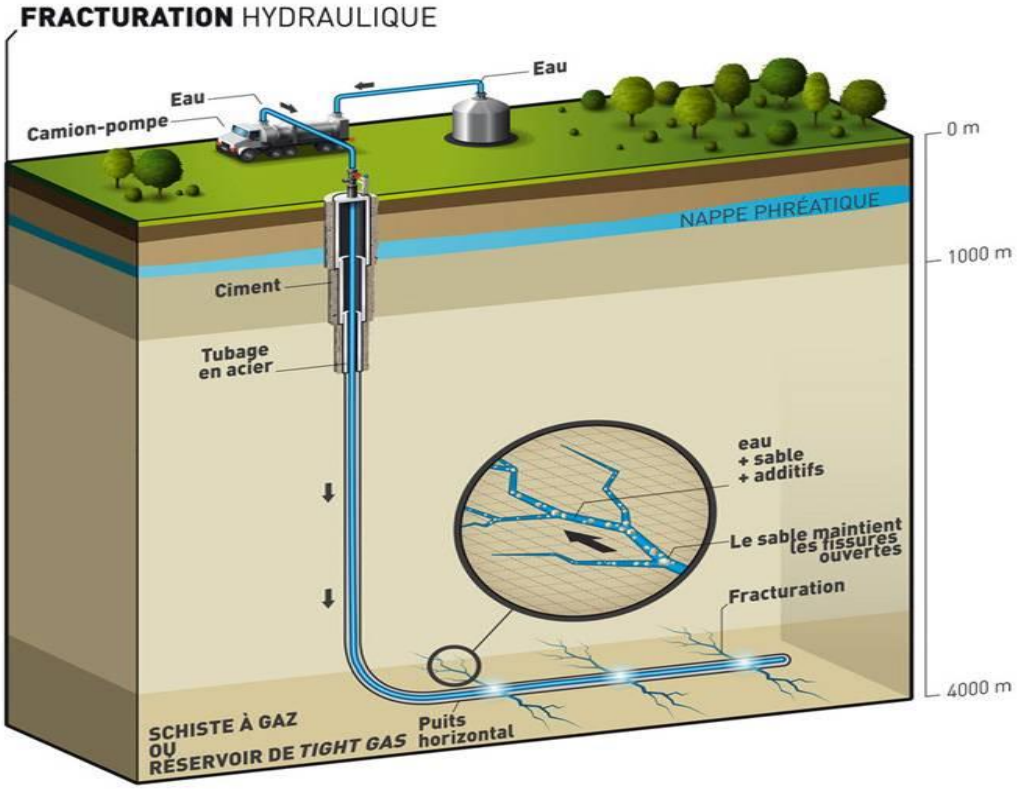
façon rentable. La situation a évolué sous l'impulsion de petites entreprises d'exploration-production américaines, qui ont eu l'idée de combiner deux techniques déjà existantes et couramment utilisées, la fracturation hydraulique - qui améliore artificiellement la perméabilité de la roche en créant un réseau de fissures ; et le forage horizontal - qui permet de suivre les couches de réservoir sur leur longueur (1 à 2 km) avec un nombre limité de puits (voir la figure 2.2 au-dessous).

Le forage horizontal est une technique souvent utilisée dans les gisements de gaz de schiste où la géologie est sensiblement différente de celle de gisements de pétrole et de gaz conventionnels. Alors que les coûts d'un forage horizontal peuvent être deux à trois fois supérieurs à ceux d'un puits vertical, il permet une plus grande production de gaz rentable parce qu'il vise un plus grand contact avec les zones gazières. De ce fait, les opérateurs de gaz de schiste s'appuient de plus en plus sur le forage horizontal pour optimiser la récupération (Nakano, 2012). Par exemple, contrairement aux techniques traditionnelles verticales de forage, le forage horizontal utilise le même "pad drilling – forage rayonnant de plusieurs puits à partir du même emplacement de surface". On peut donc extraire plus de production du puits, avec un accès facile et une plus petite empreinte sur la surface. Ainsi, plusieurs puits horizontaux à partir d'une seule plate-forme de forage pourraient drainer 200 à 640 hectares, ce qui réduit la perturbation de l'habitat naturel au-dessus et de la communauté environnante (Andrews et al., 2010).

Rappelons que la fracturation hydraulique est une technique qui est apparue à la fin des années 1940 (Nakano, 2012). Elle est une technique efficace et couramment employée dans les réservoirs peu perméables. Elle permet d'extraire le gaz naturel à partir de réservoirs à faible perméabilité et à la porosité limitée grâce à la pression hydraulique dans les puits pour fracturer la formation, donc en augmentant efficacement le contact de puits et par conséquent, en augmentant la production. Cependant, cette technologie ne s'est vraiment développée au cours des dernières décennies que grâce au progrès des techniques , et elle est devenue applicable pour le gaz de schiste (Andrews et al., 2010), et même crucial car si on n'utilisait pas les mécanismes comme la fracturation hydraulique pour améliorer le taux de flux d'hydrocarbures, l'exploitation ne serait pas économiquement viable (IEA, 2012a).

Dans le processus de développement du gaz de schiste, il est souvent nécessaire d'associer les puits horizontaux avec la fracturation hydraulique pour atteindre la rentabilité de l'exploitation. Ces deux techniques jouent un rôle clé dans le développement de la production de gaz de schiste. Les avancées dans l'application combinée de ces deux techniques expliquent largement la hausse de la production de gaz de schiste aux États-Unis depuis 2005. Cependant, les règles environnementales étaient lacunaires au début de l'exploitation des gaz de schiste, ce qui a engendré des polémiques au sujet de la fracturation hydraulique (Barbier, 2014)(OPECST, 2011).

Figure 2. 2 : Description de la fracturation hydraulique suite à un forage horizontal.



Source : Total, 2013

L'origine de l'essor du gaz de schiste remonte aux années 1970, lorsque le gouvernement américain encourageait le développement du gaz naturel non-conventionnel afin de répondre à la grave pénurie de gaz naturel à l'époque. Le gouvernement américain a financé des programmes de recherches et développement (R&D) et accordé des crédits d'impôt et une tarification incitative qui a stimulé le développement du gaz de schiste dans les Appalaches et dans le bassin du Michigan. Il a contribué à développer des technologies clés, telles que la cartographie de fracture micro-sismique, les technologies de forage et d'exploitation (Wang et Krupnick, 2013). Les technologies clés sont donc le forage horizontal qui permet pour chaque puits d'exploiter beaucoup plus la couche de schiste; l'imagerie sismique en trois dimensions qui fournit une connaissance précise sur l'emplacement et les propriétés de la roche; et la fracturation hydraulique qui utilise des fluides à haute pression pour fracturer physiquement la roche, ce qui augmente la production de gaz (Richardson et al., 2013).

Habituellement, les dépôts de gaz de schiste sont déployés sur de plus grandes régions géographiques que les dépôts de gaz conventionnel mais la teneur récupérable par unité de sol de gaz de schiste est beaucoup plus faible par rapport au gaz conventionnel. Selon Steven, le taux de récupération de puits de gaz de schiste est compris entre 8 et 30%, à comparer avec un taux de 60 à 80% pour le gaz conventionnel (Stevens, 2010).

Pour rendre le gaz de schiste plus accessible, un mélange d'eau, de sable ou d'autres agents de soutènement (proppants), et de produits chimiques spécifiques, est injecté à haute pression dans le réservoir de gaz de schiste. C'est le moyen pour provoquer la formation de petites fissures dans la roche (Stevens, 2010). Ce processus permet au gaz naturel de s'écouler hors du schiste vers le puits en quantités économiquement récupérables. Le sable ou le proppants sont utilisés pour maintenir les fractures ouvertes plus longtemps. La fracturation est effectuée plusieurs fois dans la plupart des gisements gaziers, pour libérer le gaz provenant des zones et des structures différentes. Une fois que le mélange est retiré, la différence de pression permet au gaz de s'échapper dans le puits de forage pour la récupération. Dans le fluide de fracturation, l'eau représente environ 90%, le sable 9,5%, le reste étant constitué de divers composants chimiques (US DOE, 2011).

Grâce aux progrès technologiques, notamment la fracturation hydraulique, la production de gaz de schiste a augmenté rapidement aux États-Unis. Néanmoins, en raison des caractéristiques de ces ressources plus diffuses et difficiles à exploiter, l'échelle des installations industrielles s'en trouve bien supérieure à celle d'une production conventionnelle – à volume de gaz égal. De nombreux obstacles se dressent, dont les inquiétudes sociales et environnementales associées à son extraction ne sont pas les moindres, en particulier l'utilisation de technologies de la fracturation hydraulique. Selon Steven, l'utilisation de ces techniques est encore associée au renforcement des risques environnementaux qui peuvent constituer des obstacles au développement du gaz de schiste à l'avenir (Stevens, 2010).

L'industrie pétrolière et gazière conteste toutes ces critiques et un débat animé est en cours aux États-Unis, comme dans le monde entier, à ce sujet. Le secteur fait valoir que des améliorations de la technologie de fracturation réduisent les risques pour l'environnement, en particulier dans les régions où ces activités font l'objet de réglementations adéquates (Kofod, 2013). La forte consommation d'eau et la remontée de polluants, que ce soient des métaux lourds, ou des composés radioactifs, posent des questions de fond sur cette technologie. Bien que, la part des composés chimiques qui constituent le fluide de fracking est faible (environ de 23 m^3 en moyenne par puits), leur combinaison peut entraîner des réactions chimiques incontrôlées. Selon des recherches indépendantes sur la composition des fluides de fracking, la science américaine a identifié 353 produits chimiques impliqués parmi les 632 substances commerciales déclarées par les industriels. Une minorité est considérée par les autorités sanitaires américaines comme cancérigènes ou facteurs de pollutions pour l'eau ou l'air (Veillerette et al., 2011).

Les inquiétudes de la société sur les conséquences de la production de gaz non-conventionnel, en particulier la menace de dommages environnementaux inacceptables, se sont développées en même temps que la production. Des signalements de contamination de l'eau, de séismes et d'autres troubles pour les communautés locales ont fait à la production de

gaz non-conventionnel – et en particulier à la technique de la fracturation hydraulique – une très mauvaise publicité dans de nombreux pays (IEA, 2012a). Ces sont les raisons pour lesquelles beaucoup de pays dans le monde ajournent ou interdisent l'exploitation du gaz de schiste comme la France, la Hongrie …

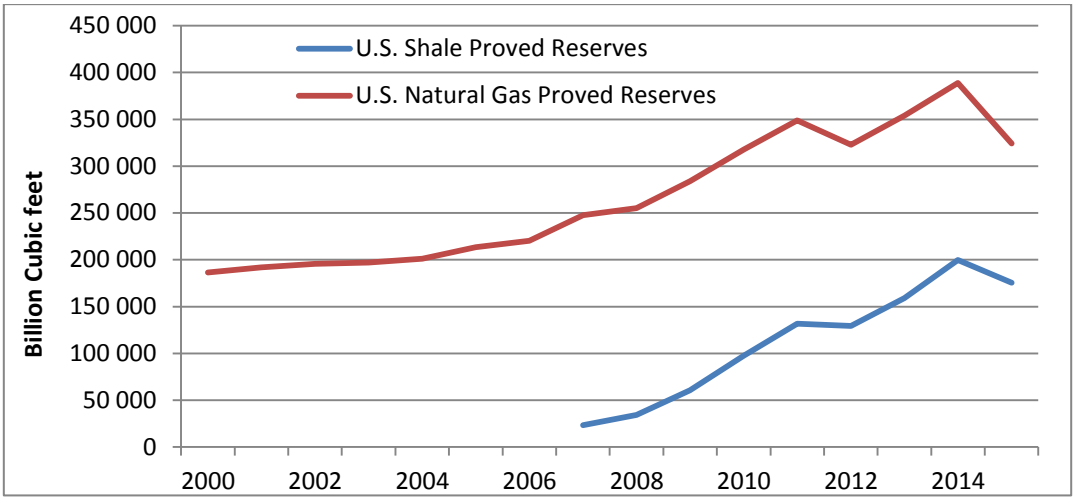
2.2. La révolution des gaz de schiste aux États-Unis : les principaux résultats

La production de gaz de schiste à grande échelle remonte seulement au début des années 2000, lorsque le gaz de schiste est exploité dans des conditions commerciales dans la formation de schiste Barnett qui est située dans la région centre-nord du Texas aux États-Unis. Comme le succès commercial de Barnett est devenu évident, d'autres entreprises ont commencé le forage de puits dans cette formation en 2005, la production de Barnett a été de près de 14 Gm^3 par an de gaz naturel. Quand les producteurs ont pris confiance dans la capacité de tirer profit de l'exploitation du gaz de schiste dans Barnett et que la confirmation de cette capacité a été fournie par les résultats dans la formation de gaz de schiste Fayetteville dans le nord de l'Arkansas, les producteurs ont commencé à poursuivre le développement d'autres formations de gaz de schiste, dont Haynesville, Marcellus, Woodford, et Eagle Ford (US DOE, 2011). Les progrès technologiques radicaux ont permis une très forte diminution des coûts d'exploitation de ces réserves.

2.2.1. L'augmentation des réserves, et de la production

Grâce à l'application des nouvelles technologies innovantes dans le processus d'exploration et de développement du gaz de schiste, les réserves de gaz de schiste aux États-Unis ont augmenté rapidement dans la décennie récente. Les estimations des réserves récupérables de gaz naturel aux États-Unis ont augmenté à un niveau deux fois supérieur par rapport à la moyenne mondiale. Ceci entraîne également l'augmentation forte des réserves de gaz naturel aux États-Unis (voir la figure 2.3 au-dessous). La révolution du gaz de schiste a fait passer les États-Unis d'un pays de pénurie grave de gaz à un pays qui a un fort potentiel de réserves dans le monde. Le président Obama a dit que les États-Unis sont assurés d'un approvisionnement en gaz naturel pendant près de 100 ans, et que les américains prendront toutes les mesures possibles pour développer cette énergie en toute sécurité (Bros, 2012).

Figure 2. 3 : L'évolution des réserves prouvées du gaz naturel aux États-Unis

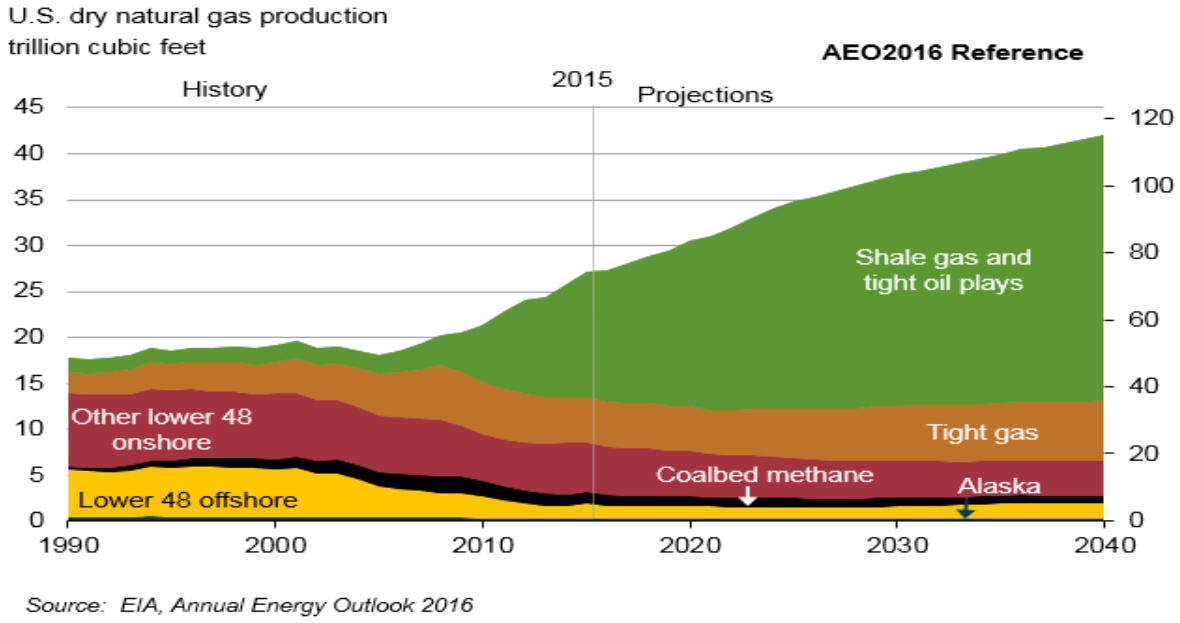


Source : EIA, 2016

Le gaz de schiste a aidé les États-Unis à dépasser la Russie pour devenir le plus grand producteur de gaz dans le monde depuis 2009. Entre 2008 et 2013, la production annuelle de gaz de schiste aux États-Unis a été multipliée par 4; elle est passée de 60 à 240 Gm^3 et a représenté 36% de la production américaine de gaz en 2013 (Frédéric Barbier, 2014). Selon l'Energy Information Administration des États-Unis, en 2015, la production totale de gaz naturel des États-Unis était égale à environ 99% de la consommation de gaz naturel grâce à l'augmentation de la production de gaz de schiste. Et la production de gaz de schiste représentait environ 50% de la production totale des États-Unis. Donc, cette révolution du gaz de schiste a aidé également les États-Unis à devenir autonomes pour leur consommation de gaz naturel, et assurer leur sécurité énergétique. Elle peut les conduire à une production excédentaire donc ce pays pourrait devenir un grand exportateur de gaz naturel dans un avenir proche (Bros, 2012 ; Ebinger et al.,2012.). Si les États-Unis deviennent un grand exportateur de gaz, en particulier sous la forme de GNL, ils joueront un rôle important dans le marché du gaz international.

La figure 2.4 ci-dessous présente l'augmentation de la production de gaz naturel au États-Unis depuis le boom du gaz de schiste et les perspectives de la production. La figure montre que la croissance de la production totale de gaz dans les années récentes et dans le futur provient principalement du gaz de schiste, tandis que la production provenant d'autres sources de gaz (comme l'offshore, l'onshore, l'Alaska) a tendance à diminuer. De même, selon des estimations de l'EIA, la production de gaz de schiste occupera environ les deux tiers de la production totale du gaz américain dans l'avenir. Selon Annual Energy Outlook 2016, la production du gaz de schiste passera d'environ 400 Gm^3, soit environ la moitié de la production totale de gaz naturel en 2015 à 810 Gm^3 en 2040, soit 70% de la production totale (EIA, 2016a).

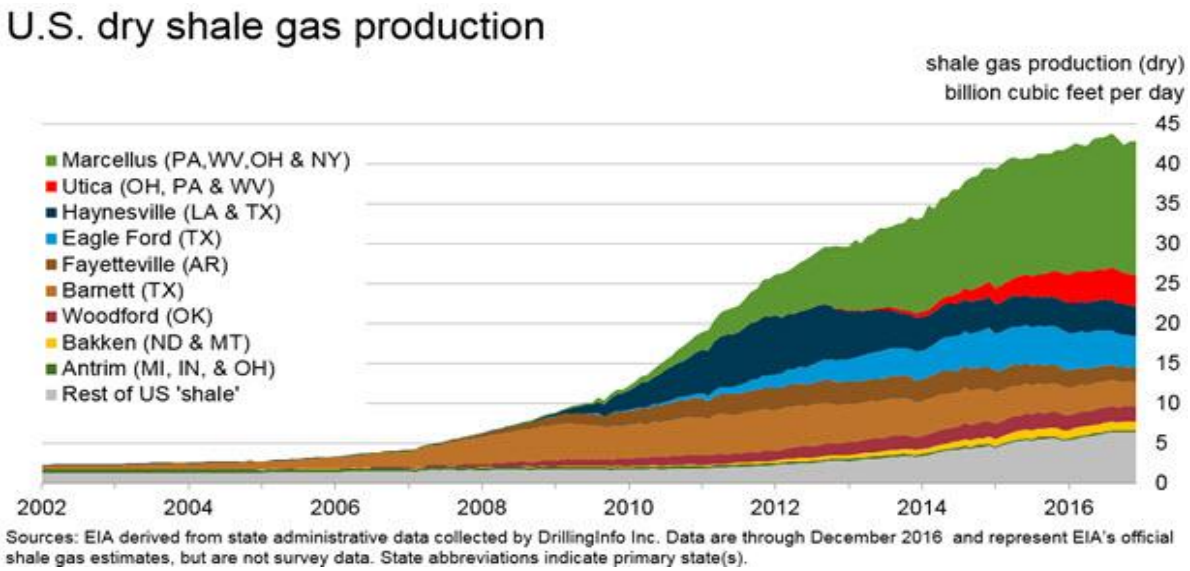
Figure 2. 4 : La production de gaz naturel aux États-Unis



Source : EIA, 2016

L'extraction du gaz naturel des formations de schiste a non seulement compensé la baisse de la production de gaz conventionnel, mais a aussi entraîné la croissance de la production totale de gaz naturel. Les États-Unis estiment posséder un approvisionnement de 100 ans de gaz naturel au rythme de consommation actuel. La production de gaz non-conventionnel devrait même dominer la croissance de la production globale de gaz naturel aux États-Unis dans les années et décennies futures. La figure 2.5 ci-dessous présente l'augmentation rapide de la production de gaz de schiste dans des bassins principaux aux États-Unis.

Figure 2.5 : La production de gaz de schiste aux Etats- Unis



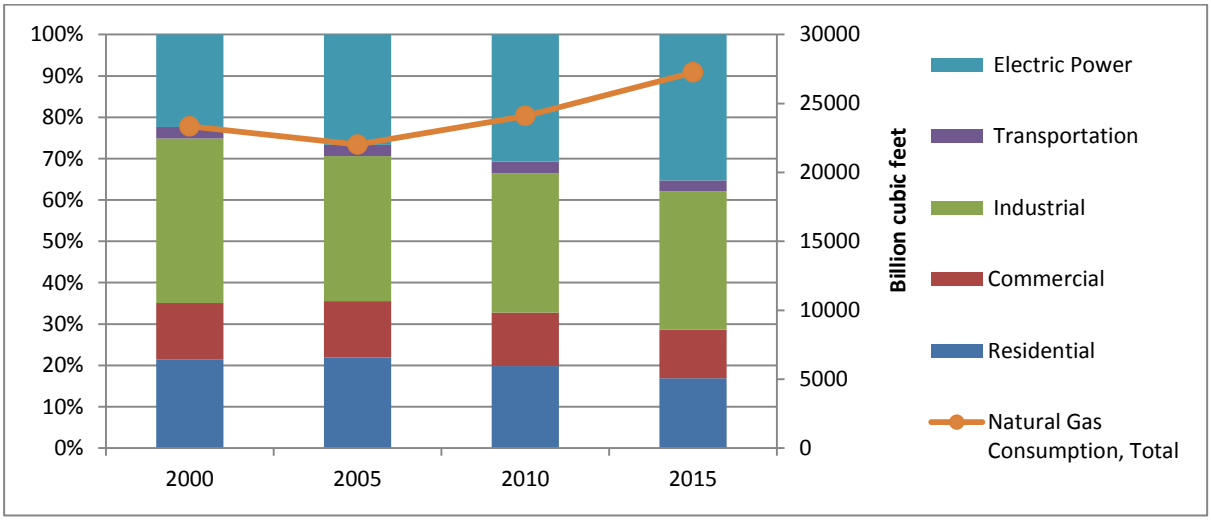
Source : EIA, 2016

2.2.2. Amélioration de l'environnement

L'essor extraordinaire du gaz non-conventionnel en Amérique du Nord modifie également la problématique environnementale. Le gaz naturel émet beaucoup moins de gaz à effet de serre que l'essence ou le gazole et, par rapport au charbon, sa combustion ne dégage dans l'atmosphère que la moitié environ du dioxyde de carbone produit par unité d'énergie. Les deux rapports de l'AIE et l'EIA en 2013 ont montré que les émissions de carbone provenant des combustibles fossiles aux États-Unis ont diminué fortement au cours des dernières années. Depuis 2007, les États-Unis ont réduit leurs émissions de dioxyde de carbone de 450 million de tonnes, soit la plus forte diminution enregistrée sur l'ensemble de la planète. Cela s'explique par la combinaison d'une plus grande efficacité énergétique due en partie à des réglementations et à des normes plus strictes, l'utilisation croissante du gaz naturel, le recul de l'utilisation du charbon, en particulier le remplacement du charbon par du gaz de schiste dans les centrales, et la récession économique. En 2012, le pays avait atteint 70% environ de la réduction des émissions de CO2 fixée dans le cadre du Protocole de Kyoto, un accord que n'a jamais ratifié le Congrès. En outre, en 2012, les données ont indiqué que les émissions de carbone provenant des combustibles fossiles aux États-Unis devraient revenir à des niveaux de 1990 (Wang et al., 2014)

Le gaz de schiste est un facteur essentiel de cette tendance positive, bien que l'amélioration de l'efficacité énergétique et des normes environnementales jouent également un rôle important à cet égard. La poursuite du remplacement et de la mise à l'arrêt de centrales au charbon entraînera probablement de nouvelles réductions de CO^2 à l'avenir (Kofod, 2013).

Figure 2.6 : Répartition de la consommation du gaz selon les différents secteurs aux États-Unis



Source : EIA, 2016

Grâce à l'augmentation de la production de gaz de schiste, le prix du gaz naturel aux États-Unis diminue fortement. Ceci augmente sa compétitivité face à d'autres énergies, en particulier le charbon, et encourage la consommation du gaz naturel dans plusieurs secteurs, en particulier dans le domaine de l'électricité (voir le figure 2.6 au-dessus). Entre 2006 et 2011, l'électricité générée par le gaz naturel est passée de 20 % à 25 % du total de l'électricité produite aux États-Unis. Parallèlement, l'électricité produite par le charbon est passée de 50% au niveau historiquement bas de 42 %. En 2012, la production d'électricité à partir du gaz naturel a augmenté de 30% à 35% du total, tandis que l'électricité à partir du charbon a continué à diminuer à 37% du total de la production d'électricité (Wang et al., 2014).

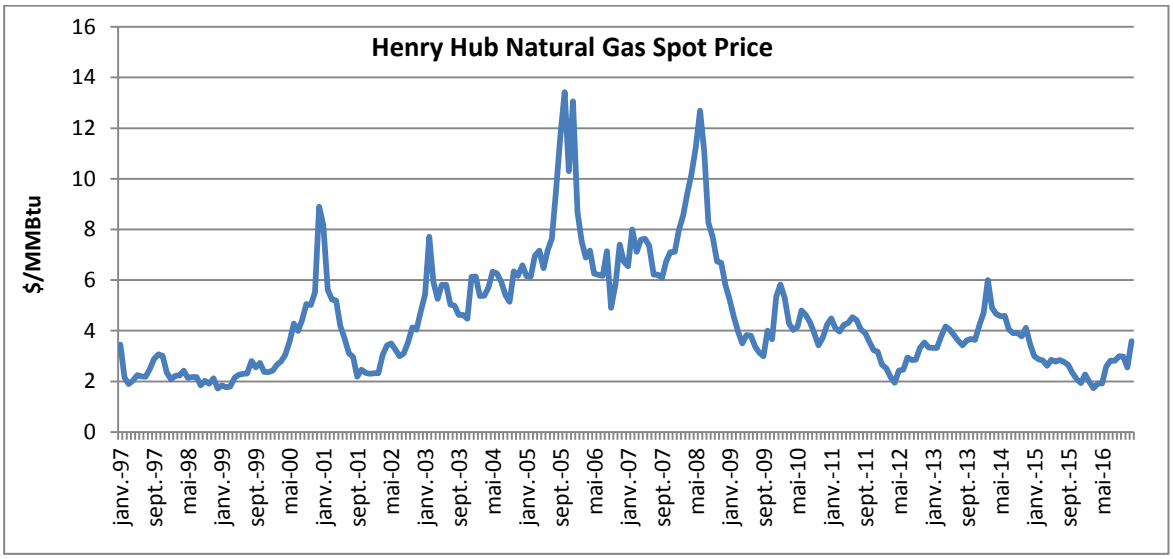
2.2.3. Amélioration de l'économie

Des experts soutiennent que l'économie américaine est en train de réaliser des bénéfices significatifs grâce à la révolution du gaz de schiste et continuera à le faire grâce aux innovations qui ont rendu le gaz de schiste plus accessible. De nombreuses études classent les bénéfices comme la création d'emplois, la croissance économique, la diminution du prix du gaz naturel et de l'électricité, l'amélioration de la balance commerciale, et l'augmentation des recettes fiscales. En réalité, la révolution du gaz de schiste a déjà conduit à des avantages économiques pour la nation, aux niveaux des États et localement, dans les différents secteurs.

2.2.3.1. Diminution de prix du gaz naturel

Le développement du gaz non-conventionnel, en particulier la révolution du gaz de schiste, a permis au prix du gaz naturel aux États-Unis d'être beaucoup plus bas que dans d'autres régions. Les prix du gaz ont fortement baissé aux États-Unis, passant de 15 $/MMBtu en 2008 à 4 $en 2013 (après une baisse jusqu'à 2,8 $/MMBtu en 2012) (voir la figure 2.7 ci-dessous), ce qui est 2,5 à 3 fois moins élevé qu'en Europe et 5 à 6 fois qu'en Asie.

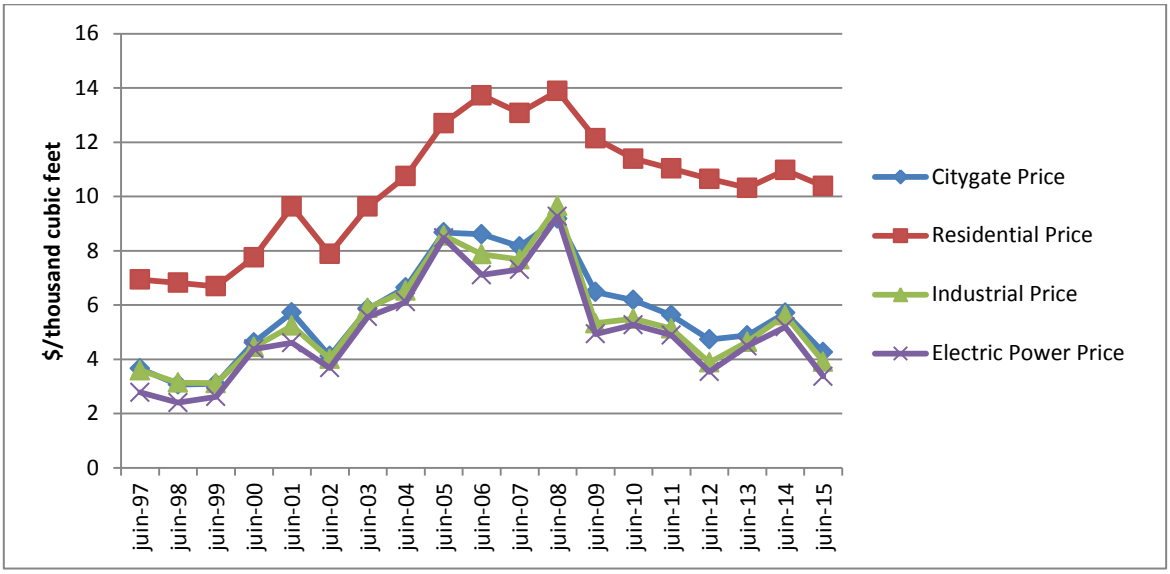
Figure 2. 7 : Le prix spot du gaz naturel sur le Henry Hub



Source : EIA, 2016

Les prix du gaz pour des secteurs différents ont également diminué rapidement après les prix hauts de 2008 (voir la figure 2.8). Le prix du gaz pour les ménages est passé de 0,5$/m^3 en 2008 à plus de 0,35$ en 2015, alors que le prix du gaz dans les secteurs de l'industrie, de l'électricité a diminué passant de 0,32$/m^3 en 2008 à moins 0,15$ en 2015. À côte de bonnes caractéristiques d'énergie plus propre, la chute du prix du gaz naturel aux États-Unis est un facteur important pour stimuler la consommation de gaz naturel dans plusieurs secteurs, redynamiser des industries fortement consommatrices (voir l'analyse dans la part 2.2.3.5 au-dessous).

Figure 2. 8 : Prix du gaz selon des différents consommateurs aux États-Unis



Source : EIA, 2016

2.2.3.2. La croissance économique

La mise en exploitation de gisements de gaz non-conventionnel, en particulier le gaz de schiste, a eu un impact significatif sur la croissance économique des États-Unis. Il y a eu beaucoup d'études sur cet impact. Selon l'étude de Spencer et al en 2014, l'impact macro-économique est relativement limité : autour de 0,88% de croissance du PIB supplémentaire entre 2007 et 2012 (Spencer et al., 2014). Selon Brown (Brown et Yücel, 2013), la révolution du gaz de schiste agit comme un des catalyseurs de la reprise américaine, il a établi cette part à 1,6% du PIB. Selon le rapport du Fonds monétaire international (FMI) en 2013, l'effet macroéconomique de la révolution du gaz de schiste est compris entre 0,3 % et 1 % du PIB américain (International Monetary Fund, 2013). Plusieurs secteurs industriels, directement concernés par la révolution des gaz de schiste et représentant 1,2 % du PIB américain, bénéficient par conséquent d'un avantage comparatif décisif par rapport à leurs concurrents étrangers (Spencer et al., 2014). La contribution du gaz de schiste au produit intérieur brut américain (PIB) a été supérieure à $ 76,9 milliards en 2010; et selon une estimation pour 2015

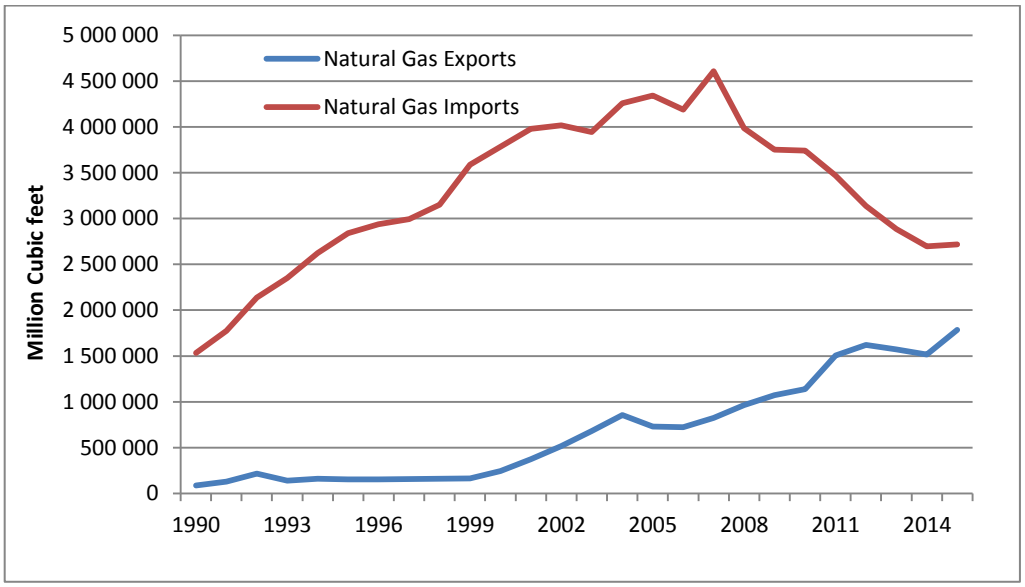
elle sera d'environ $ 118 milliards et va tripler à 231 milliards de dollars en 2035 (Wang et al., 2014).

2.2.3.3. Amélioration de la balance commerciale et des recettes fiscales

Avant la mise en exploitation des gisements de gaz de schiste, au début des années 2000, de nombreux scénarios prévoyaient que les USA seraient des importateurs nets de gaz naturel. Cependant, la croissance importante de la production de gaz non-conventionnel, a aidé les États-Unis à atteindre l'autosuffisance en matière de gaz naturel et le rééquilibrage de la balance commerciale dans le domaine du gaz. Il a permis la réduction des importations d'hydrocarbures fossiles. De même selon des jugements, la haute disponibilité en gaz de schiste permet aux États-Unis d'entrevoir la possibilité de devenir exportateur net de gaz naturel à court et moyen terme. La figure 2.9 ci-dessous présente l'évolution du commerce du gaz naturel aux États-Unis. Nous voyons que le boom du gaz de schiste permet l'augmentation de la production de gaz américaine, donc le volume du gaz importé diminue rapidement après 2007, alors que le volume du gaz exporté a une tendance à augmenter fortement.

La révolution du gaz de schiste non seulement améliore la balance commerciale du gaz naturel, mais contribue au budget fédéral. En 2012, le secteur a généré 62 Mds$ de recettes fiscales supplémentaires pour le budget fédéral, les Etats, et les communes concernés (OPECST, 2013).

Figure 2.9 : Le commerce du gaz naturel aux États-Unis



Source : EIA, 2016

2.2.3.4. Génération d'emplois

La croissance rapide de la production de gaz de schiste a dynamisé profondément l'économie des États-Unis, et en particulier elle a créé beaucoup d'emplois directs et indirects.

Un rapport indique que l'industrie du gaz de schiste a soutenu plus de 600 000 emplois et le total atteindrait près de 870 000 en 2015 et plus de 1,6 million en 2035 (Wang et al., 2014). Les estimations macroéconomiques de l'institut américain IHS, qui reposent sur des calculs d'emplois indirects et d'emplois induits, indiquent que les gaz de schiste représentaient 600 000 emplois en 2010, soit 0,4 % de la population active. Selon le FMI, la révolution des gaz de schiste a eu un effet certain mais faible dans le secteur de l'exploration-production. Entre 2004 et 2012, le nombre d'emplois de ce secteur est passé de 300 000 à 570 000 (International Monetary Fund, 2013). Selon les estimations disponibles, 100 000 à 200 000 emplois directs auraient été créés alors que plusieurs centaines de milliers d'emplois indirects auraient été sauvés par le surcroît d'activité de l'industrie traditionnelle et l'augmentation de la compétitivité des industries fortement consommatrices d'énergie. Selon Brown et Yücel, depuis la révolution des gaz de schiste, la création d'emplois liée au pétrole et au gaz est près de dix fois plus rapide que dans le reste de l'industrie américaine (Brown et Yücel, 2013).

2.2.3.5. Le facteur de la reprise des industries traditionnelles

Les industries les plus fortement consommatrices de gaz naturel comme matière première (la pétrochimie, les producteurs d'engrais et de plastiques) mais aussi les industries fortement consommatrices d'énergie (aciéries, raffineries, cimenteries, etc) profitent de ce nouveau contexte. Donc, la baisse de prix du gaz participe à la croissance de la compétitivité de ces secteurs. Notamment, la production d'éthane a connu une hausse de 38 % entre 2008 et 2012 ; cette surabondance d'offre a entraîné une chute des prix de 55 % sur la même période (Cornot-Gandolphe, 2013). L'éthane est une matière première particulièrement importante pour la pétrochimie. En concurrence avec le naphta, qui est un dérivé du pétrole, elle sert de base à la production de l'éthylène, l'un des grands intermédiaires de la production des plastiques. Contrairement à l'éthane, le naphta voit son prix augmenter, car il est indexé sur le prix du pétrole. Constatant ce phénomène, et anticipant sa durabilité, toutes les compagnies pétrochimiques mondiales investissent aux États-Unis dans de nouvelles capacités de production d'éthylène alimentées à l'éthane. De nombreux projets sont ainsi annoncés, chacun d'une taille considérable. Grâce à la révolution des gaz de schiste, 100 milliards de dollars d'investissements supplémentaires sont enregistrés dans l'industrie chimique, dont 53 % sont engagés par des sociétés non américaines (Barbier, 2014).

Le développement du gaz de schiste a un potentiel d'influence sur les industries en amont, intermédiaires et en aval de la production, grâce à l'effet sur le prix, à l'impact sur les secteurs qui utilisent le gaz naturel. De nombreux rapports montrent les impacts du développement du gaz de schiste sur les autres industries qui fournissent des produits tels que les produits chimiques, le ciment, l'acier et l'aluminium. Selon l'étude de l'American Chemistry Council en 2011, une augmentation de 25% de l'offre d'éthane générerait 17 000 nouveaux emplois dans le secteur de la chimie; 395 000 emplois supplémentaires en dehors

de l'industrie chimique; $ 4,4 milliards de recettes fiscales supplémentaires par an au total; et $132,4 milliards de production économique des États-Unis (Krupnick et al., 2014). Un autre exemple : une étude de 2009 qui est parrainée par le Marcellus Shale Coalition a montré que le développement du gaz de schiste en Pennsylvanie a créé 44 000 nouveaux emplois et généré $3,9 milliards de valeur ajoutée, les recettes fiscales ont augmenté de $398 millions.

2.3. Les déterminants du développement des gaz de schiste: l'expérience des Etats Unis

Les États-Unis sont le premier pays dans le monde à développer le gaz de schiste en quantité commerciale. Jusqu'à récemment, la production de gaz naturel non-conventionnel a été un phénomène presque exclusivement américain. En 2010, la production de gaz non-conventionnel représentait environ 60% de la production totale des États-Unis et se composait principalement de gaz de réservoir compact et de gaz de schiste (IEA, 2012).

Bien qu'il soit très difficile de cerner définitivement les conditions nécessaires ou suffisantes pour attiser un boom du gaz de schiste, une revue historique de l'expérience américaine peut être instructive.

2.3.1. Le développement du gaz de schiste : les facteurs déterminants

Il y a beaucoup d'opinions variées mais concordantes sur les raisons du succès de la révolution des gaz de schiste aux Etats Unis. Selon Frédéric Barbier, il y a trois facteurs principaux favorables qui ont créé « la révolution » du gaz de schiste aux États-Unis. Il s'agit de la présence d'un tissu d'entreprises très dynamiques, du développement d'une nouvelle méthode de production grâce à l'utilisation combinée de deux techniques répandues – la fracturation hydraulique et le forage horizontal; et d'un cadre juridique favorable – une réglementation environnementale peu stricte au départ et une propriété du sous-sol détenue par les propriétaires des terrains (Barbier, 2014). A cela d'autres experts ajoutent les prix élevés du gaz naturel dans les années 2000s, la structure du marché, une géologie favorable, la disponibilité de l'eau et d'une infrastructure de pipelines de gaz naturel. Parmi les facteurs ci-dessus, le facteur le plus important est l'innovation dans les technologies pour explorer et exploiter le gaz de schiste. Certaines des innovations technologiques clés sont les résultats de programmes de recherche et de développement du gouvernement et des entreprises qui visent au développement du gaz non-conventionnel, ainsi que le gaz de schiste. Par ailleurs, plusieurs technologies importantes qui sont appliquées pour l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste ont déjà été largement développées et utilisées dans l'industrie pétrolière (Wang et Krupnick, 2013).

Les États-Unis sont le berceau de la révolution du gaz non-conventionnel et leurs évolutions réglementaires tant au niveau fédéral qu'au niveau des états influent fortement celles d'autres pays. À partir de la fin des années 1970, le gouvernement américain a adopté

une série de politiques spécifiques visant à promouvoir le développement de nouvelles sources de gaz naturel. Elles incluent des prix incitatifs, des crédits d'impôt, des programmes de R&D pour le gaz non-conventionnel et la promotion de la restructuration de l'industrie (Wang et Krupnick, 2013). D'ailleurs, selon une autre étude (Medlock III, 2012), les États-Unis ont un cadre réglementaire favorable au développement et à la compétition, des infrastructures disponibles pour le gaz naturel, des services de transport, un marketing dynamique et des droits miniers peu rigides. Cela a encouragé le développement rapide des gaz de schiste. On peut en déduire que dans un pays où le gouvernement intervient dans le développement des ressources et le transport, le développement du gaz de schiste serait moins rapide et plus difficile.

Un aspect très important du développement des gaz de schiste en particulier et des gaz non-conventionnels en général est l'acceptabilité par les communautés locales pour des activités dans ce domaine parce que l'échelle de développement du gaz de schiste est très grande, et il peut générer des risques environnementaux et sociaux. Selon AIE, dans la publication « *Des règles d'or pour un âge d'or du gaz* » en 2013, la nécessité de construire un « *permis social d'exploitation* » a été soulignée (IEA, 2012a). Aux États-Unis, le développement du gaz de schiste s'appuyant sur les réglementations et pratiques en usage s'accompagne d'une évolution dans la prise en compte des exigences sociales.

L'expérience des États-Unis suggère également d'autres facteurs, tels que le nombre de compagnies entrepreneuriales et indépendantes prêtes à se risquer sur un nouveau secteur industriel et leur capacité à atténuer le risque via des marchés financiers bien développés. Un marché du gaz naturel libre et en concurrence aux États-Unis, la disponibilité d'une vaste infrastructure sont également des facteurs favorables pour développer le gaz de schiste.

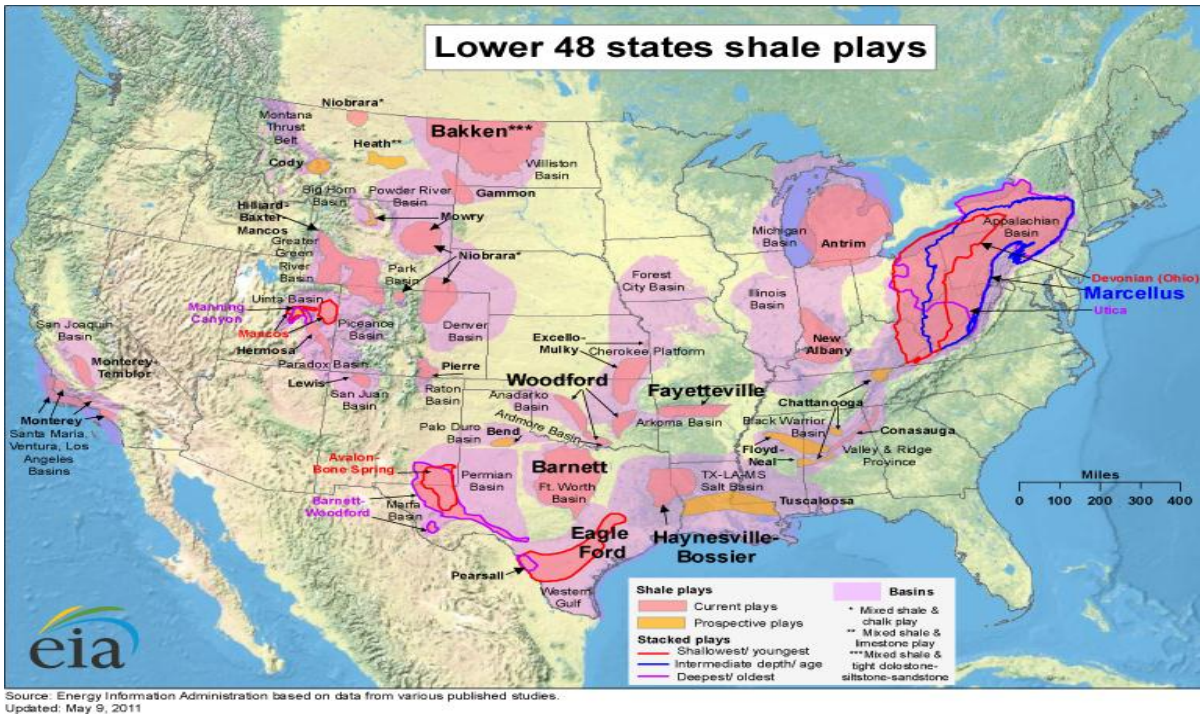
Les parties suivent, nous analyserons de manière plus détaillée la majorité des facteurs qui ont influencé fortement le processus de développement du gaz de schiste aux États-Unis. Ce sont aussi les bases pour comparer et examiner les conditions de développement du gaz de schiste dans d'autres régions, d'autres pays dans le monde.

2.3.2. La géologie: l'importance des ressources, des réserves et du coût de production

Le grand nombre de bassins sédimentaires et le grand volume de sédiments au sein des bassins signifient que les États-Unis sont particulièrement riches en gisements de schiste. Il y a des dizaines de formations de schistes distribuées sur des dizaines d'anciens bassins sédimentaires sur l'ensemble des États-Unis. Chacune de ces formations de schiste est différente et chacune présente un ensemble unique de défis au développement en tant que sources de gaz naturel ou de produits pétroliers. Les formations de schistes sont présentes dans les bassins sédimentaires dans les 48 Etats et l'Alaska. A l'origine, ces bassins ont été des plans d'eau où les sédiments et matières organiques se sont déposés sur de longues périodes de temps, des millions d'années. D'autres formations de schistes dans les 48 états ont

été déposées durant d'autres périodes de temps géologiques (NETL-National Energy Technology Laboratory, 2013). Ces gisements sont notamment situés dans les zones où l'extraction de gaz est accompagnée de condensats « gaz humide », qui ont une valeur importante pour l'industrie ; le méthane « gaz sec » n'est en réalité qu'un co-produit pour beaucoup de producteurs, qui peuvent donc continuer à dégager des marges tout en vendant le méthane à un faible prix (Barbier, 2014).

Figure 2. 10 : La distribution des gisements de schiste aux Etats - Unis



Source : EIA

La carte de la figure 2.10 montre l'emplacement des gisements de schiste dans les 48 États. Selon le rapport d'INTEK sur les ressources de gaz et huile de schiste aux États-Unis, maintenant il y a un total de 29 formations de schiste considérées comme des ressources distinctes, et parmi elles, il y a 8 formations de schiste qui sont subdivisées en 2 ou 3 zones. Il y a 20 formations de schiste qui ont été évaluées comme non développées. Le volume total de 750 Tcf exclut les trois autres composantes des ressources : les réserves prouvées, les réserves présumées dans les zones activement développées et les ressources non découvertes qui ont été estimées par l'USGS (EIA, 2011b). Parmi le total de 750Tcf des ressources techniquement récupérables de gaz de schiste aux États-Unis, 80% sont situés dans trois régions : le Nord-est, près de la côte du Golfe, et le Sud-ouest. Celles-ci représentent respectivement 63%, 13% et 10% du total. Dans ces trois régions, les plus grands gisements de gaz de schiste sont le Marcellus (410,3 Tcf, soit 55% du total), Haynesville (74,7Tcf, soit 10% du total), et Barnett (43,4 Tcf, soit 6% du total). Les ressources de gaz de schiste dans le rapport de l'INTEK sont plus fortes que l'estimation de l'EIA dans la publication «*Annual Energy Outlook*» en 2011. L'EIA a estimé que les ressources techniquement récupérables de gaz de schiste dans les 48

états s'élèvent à 862Tcf. Elles comprennent 35Tcf de réserves prouvées, 20Tcf de réserves présumées non inclues dans le rapport de l'INTEK et 56 Tcf de ressources non découvertes selon l'estimation de l'USGS (EIA, 2011b).

Tableau 2. 7 : L'estimation des ressources de gaz de schiste aux États-Unis

Ordre	***Région***	***Les gisements de schiste***	***Ressources de gaz de schiste (Tcf)***
1	Nord-est	Marcellus	410
		Antrim	20
		Devonian Low Thermal Maturity	14
		New Albany	11
		Autre	16
	Sous-total		472
	Pour cent du total (%)		63%
2	Côte du golfe	Haynesville	75
		Eagle Rord	21
		Autre	4
	Sous-total		100
	Pour cent du total (%)		13%
3	Milieu –continent	Fayetteville	32
		Woodford	22
		Autre	6
	Sous-total		60
	Pour cent du total (%)		8%
4	Sud-ouest	Barnett	43
		Barnett-Woodford	32
		Autre	-
	Sous-total		76
	Pour cent du total (%)		10%
5	Rocky Mountain	Mancos	21
		Lewis	12
		Autre	10
	Sous-total		43
	Pour cent du total (%)		6%
Totale onshore			750

Source : EIA, 2011

Selon des rapports d'études aux États-Unis, la profondeur des gisements de gaz de schistes aux États-Unis est variable. Elle dépend de la structure géologique des gisements. La profondeur des gisements de gaz de schiste varie de 180m à 4 100m (NETL, 2013). La

profondeur des principaux gisements est généralement comprise entre 1 200 et 2 400m, ce qui est moins profond par rapport à d'autres gisements découverts dans d'autres régions, d'autres pays dans le monde. Par exemple, en ce qui concerne la profondeur d'enfouissement, le gaz de schiste en Chine est enterré plus profond qu'aux États-Unis. On estime que la profondeur moyenne d'enfouissement du gaz de schiste aux États-Unis est d'environ 800-2 600m (Hu et Xu, 2013). Selon les géologues, les veines de gisement de gaz de schiste aux États-Unis ont une épaisseur des couches de schiste de 6-180m, les couches sont concentrées et n'ont pas de failles. La teneur de matière organique dans les gisements de gaz de schiste a été évaluée comme plus riche que pour d'autres gisements dans d'autres pays. L'index de COT (le carbone organique total) mesure la quantité de matière organique dans les formations de schiste. Aux États-Unis, le COT des gisements de gaz de schiste est de 0,5 à 25%. Le contenu de gaz dans une tonne de schiste aux États-Unis est assez élevé : environ 40 à 330 scf/tonne (pieds cubes standard/ tonne). Par ailleurs, les gisements de gaz de schiste aux États-Unis se distribuent assez largement. La surface de gisement est comprise entre 5 000 mille carré comme le gisement Barnett et 95 000 mille carré tel que le gisement Marcellus (US DOE, 2011). Par conséquent, les conditions favorables des gisements de gaz de schiste aux États-Unis permettent le développement plus rapide et plus facile de cette ressource vis-à-vis d'autres pays.

Tableau 2. 8 : Les caractéristiques géologiques des principaux gisements de gaz de schiste aux États-Unis

Gisement	*Surface (mille carré)*	*Profondeur (pieds)*	*Epaisseur (pieds)*	*Le carbone organique total (TOC),%*	*Le contenu du gaz (Scf/tonne)*	*Ressources techniquement récupérable (Tcf)*
Marcellus	104 067	4 000- 8 500	50 - 200	3-12	60-100	141
Antrim	2 400	600 – 2 200	70 - 120	1-20	40-100	20
New Albany	15 200	500 – 2 000	50 - 100	1-25	40-80	19,2
Woodford	6 350	6 000- 1 000	120 - 220	1-14	200-300	21,7
Fayetteville	5 853	1 000- 7 000	20 - 200	4-9,8	60-220	13,2
Barnett	5 000	6 500- 8 500	100 - 600	4,5	300-350	44
Haynesville	9 320	10 500- 13 500	200 - 300	0,5-4	100-330	65,9

Source : DOE, 2011 ; NETL, 2013

Les conditions géologiques du bassin de gaz de schiste sont favorables à l'extraction. Les gisements se situent vers 3 000m de profondeur et la qualité des schistes était évaluée comme assez bonne. Ils sont répartis dans des régions plates, loin de quartiers résidentiels et près de sources d'eau abondantes.

La profondeur des gisements de gaz de schiste est un paramètre important qui influence beaucoup les coûts d'exploitation. Nous pouvons dire que « les coûts de forages sont largement fonction de la profondeur », donc la variation de profondeur des gisements peut conduire à des fluctuations considérables dans l'économie du projet (Considine, 2010). Selon Bauquis, l'écart entre le prix de revient total par m^3 de gaz produit et le prix de vente estimé est dépendant de la géologie, de la topographie du sous-sol et de la rente minière (Bauquis, 2014). L'évaluation économique d'un projet ne peut pas être extrapolée pour un autre scénario parce qu'elle peut présenter des divergences sur les niveaux des coûts et des projections basées sur ce critère induiront une erreur. Les estimations des coûts du gaz de schiste sont très variables, le problème étant aggravé par les différences géologiques entre les gisements et entre les puits dans le même gisement (Stevens, 2012). La profondeur des gisements de gaz de schiste peut varier, entre les couches superficielles et plus d'une dizaine de milliers de mètres sous terre, tandis que leur épaisseur varie de quelques mètres à plusieurs centaines, par conséquent le coût augmente nettement avec la profondeur et les autres paramètres défavorables.

Chaque formation de schiste possède des caractéristiques géologiques propres qui influent sur la production du gaz, les technologies nécessaires et les coûts de production. Aux États-Unis, en dehors des conditions géologiques favorables, les gisements sont peu profonds et peu compartimentés.

2.3.3. Les conditions d'accès aux ressources

Un enjeu important pour le développement du gaz non-conventionnel en général et notamment le gaz de schiste concerne les technologies et les infrastructures. La maîtrise américaine des technologies nécessaires pour exploiter le gaz de schiste porte sur deux techniques importantes : les forages horizontaux et la fracturation hydraulique. Les coûts ont diminué, au fur et à mesure que se développaient ces techniques. L'infrastructure pour soutenir le développement du gaz de schiste aux États-Unis comme le réseau de gazoducs, le système de transport et de stockage sont très adaptés.

Le développement du gaz de schiste aux Etat-Unis a essentiellement eu lieu dans les zones où s'appliquait la propriété privée des terres et des minéraux. L'expérience récente avec le gaz de schiste suggère que la quantité recouvrable économique peut être fortement influencée par les facteurs liés au droit de propriété ainsi qu'à la géologie. Un des principaux avantages des États-Unis qui peuvent ne pas s'appliquer dans d'autres endroits portent sur la propriété privée de la ressource en terre. Celle-ci fournit une forte incitation pour le développement du gaz de schiste (ce contenu sera analysé en détail dans la part 2.3.6.2 au-dessous).

Néanmoins, la règlementation de la propriété privée de la terre peut avoir des conséquences sur la location de terres privées, telles que les entreprises louant des terres sans

faire d'importants investissements de R&D, bien que ces entreprises se soient engagées à forer quelque puits. Il est nécessaire de pratiquer des forages sur la terre pendant plusieurs années pour maintenir le bail. Si cette condition n'est pas réalisée, le bail n'est donc pas optimal. En effet, la fonction « utiliser ou perdre » a contribué à la surabondance actuelle de gaz de schiste et aux prix bas aux États-Unis (Wang et Krupnick, 2013). La disponibilité de nombreux opérateurs indépendants et le soutien des entrepreneurs qui maîtrisent une expertise critique, la mise en place des installations de forage appropriées, la préexistence des infrastructure de pipelines; et la disponibilité des ressources en eau pour la fracturation hydraulique se sont cumulées en faveur de l'émergence rapide du gaz de schiste (EIA, 2013a).

En raison de la quantité d'hydrocarbures récupérables par unité de surface plus petite, les sites non-conventionnels tendent à occuper des superficies bien plus vastes. L'échelle d'exploitation des gaz de schiste correspond au besoin d'un plus grand nombre de puits. Tandis qu'un champ conventionnel à terre peut compter moins d'un puits pour 10 km² (kilomètres carrés), un champ non-conventionnel peut nécessiter plus d'un puits par kilomètre carré (IEA, 2012).

Dans l'extraction du gaz de schiste, l'eau est nécessaire lors du forage, mais les plus gros volumes sont employés lors du procédé de fracturation, au cours duquel chaque puits peut utiliser jusqu'à 20 000 m^3. Une utilisation efficace de l'eau est donc indispensable lors de la fracturation. Sur le champ d'Eagle Ford au Texas, depuis mi-2010, le volume moyen d'eau consommée par complétion de puits est passé de 18 500 m^3 à 13 600 m^3, principalement grâce au recyclage des eaux usées du flux de retour du fluide de fracturation (IEA, 2012a). L'eau de fracturation peut provenir de sources d'eau de surface (rivières, lacs ou mers), de puits locaux (puisant dans des nappes phréatiques superficielles ou profondes, qui peuvent avoir été déjà forées pour les opérations de production) ou de plus loin (souvent amenée par camion). L'acheminement de l'eau depuis sa source vers son lieu de traitement peut constituer une activité à grande échelle. Dans les régions pauvres en eau, son extraction pour le forage et la fracturation (voire même la production d'eau dans le cas du gaz de houille) peut avoir des effets importants et sérieux sur l'environnement. Elle peut réduire le niveau de la nappe phréatique, affecter la biodiversité et nuire à l'écosystème local. Elle peut aussi réduire la quantité d'eau disponible pour les communautés locales et pour d'autres activités productrices, telles que l'agriculture.

En dehors des facteurs qui ont influencé directement l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis, un certain nombre d'autres facteurs ont également contribué à son développement. L'infrastructure routière est généralement disponible; les puits d'injection souterraine pour l'élimination des eaux usées ont été généralement disponibles grâce à la topographie favorable de la plupart des bassins de schiste; la plupart du gaz de schiste se

trouve dans des zones à faible densité de population et marquées par une histoire du développement du pétrole et du gaz conventionnel (Wang et Krupnick, 2013).

La production de gaz de schiste a transformé l'industrie du gaz des États-Unis au cours des dernières années, renforcé la croissance de production et augmenté les réserves de gaz. Cependant les opposants à l'extraction du gaz de schiste aux États-Unis ont critiqué l'industrie pour ne pas divulguer les produits chimiques utilisés dans les fluides de fracturation, qui pourraient contaminer l'approvisionnement en eau (Bros, 2012). Maintenant, partout aux États-Unis, les régulateurs sont en train d'examiner et renforcer toutes les règles liées à la production du gaz de schiste (divulgation des produits chimiques, le recyclage de l'eau, la qualité de l'air ....). Chaque État doit établir un cadre règlementaire pour le pétrole et le gaz non-conventionnel (Bros, 2012). Donc, seulement la transparence peut améliorer l'acceptabilité de cette technologie.

2.3.4. Les politiques fiscales

Dans le contexte du marché gazier américain avec une forte consommation et des prix élevés mais des réserves et une production de gaz conventionnel qui déclinent, les producteurs sont incités à trouver de nouvelles ressources pour approvisionner la demande de gaz naturel aux États-Unis. Le gouvernement fédéral a mis en place des politiques fiscale pour tenter de répondre à ce problème. Les succès des États-Unis concernant le gaz de schiste sont ainsi le résultat de la combinaison d'une régulation fédérale favorable, des lois des Etats diversifiées, d'un régime règlementaire transparent.

Parmi les raisons qui ont conduit à un développement très rapide du gaz de schiste aux États-Unis, figurent le prix d'incitation et les crédits d'impôt. Le régime de réglementation fiscale des États-Unis sur la base de redevances exige des entreprises d'énergie de payer seulement une partie des revenus de projets et de l'impôt sur les profits des sociétés. Les deux facteurs sont apparus à la fin des années 70 et au début des années 80. Deux dispositions ont eu beaucoup d'influences sur le développement du gaz de schiste : d'une part l'article 107 dans le *Natural Gas Policy Act* (NGPA), et d'autre part l'article 29 dans le *Crude Oil Windfall Profit Tax Act*. Le soutien par la fiscalité à la recherche s'ajoute aux incitations fiscales telles que le « *Natural Gas Policy Act*» en 1978 et un crédit d'impôt, le « *Tax credit for unconventionnal gas*» en 1980 qui favorisent et encouragent l'exploitation des premiers puits de gaz non-conventionnels.

L'article 107 du Natural Gas Policy Act définit un prix d'incitation pour le gaz de schiste et d'autres formes de gaz naturel non-conventionnel dont la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a déterminé des coûts d'extraction comme étant élevés. La déréglementation des prix à la tête de puits des gaz en 1979 a créé un énorme avantage pour ces ressources de gaz naissantes (Wang et Krupnick, 2013). Au début des années 1980, le gaz

naturel à coût élevé et déréglementé se vendait à plus de deux fois le prix du gaz naturel réglementé (Tobin et al., 1989).

Le second choc pétrolier a conduit à l'apparition de l'impôt sur le pétrole brut (Crude Oil Windfall Profit Tax Act), dont une partie prévoit des crédits d'impôt pour la production de combustibles non-conventionnels. Ce crédit, mis en place conformément à l'article 29 de l'Internal Revenue Code, est appliqué au gaz non-conventionnel. Les premières opérations de forage de gaz non-conventionnel ont été supportées par un crédit d'impôt fédéral prévu par l'article 29, une disposition contenue dans le projet de loi 1980 de l'impôt sur les bénéfices exceptionnels qui a joué un grand rôle dans le développement de deux autres formes de gaz non-conventionnel, (Farah et Tremolada, 2013). Le taux du crédit d'impôt pour le gaz de schiste et le méthane de houille a été déterminé par une formule qui représentait l'inflation et contenait un facteur qui permettait de réduire graduellement l'effet du crédit d'impôt lorsque le prix du pétrole était élevé. Le crédit devait prendre effet lorsque les prix du pétrole étaient suffisamment bas pour limiter la compétitivité des carburants non-conventionnels (Hass et Goulding, 1992)(Wang et Krupnick, 2013).

Les producteurs de gaz ont pu s'inscrire dans la réglementation du NGPA pour son prix d'incitation ou dans l'article 29 pour des crédits d'impôt. Cependant, parce que les prix d'incitation du gaz de schiste et du méthane de houille ont été déréglementés à la fin de 1979, les producteurs ont sélectionné naturellement les crédits d'impôt (l'article 29) par la suite. En conséquence, l'article 29 sur les crédits d'impôt a été beaucoup plus important pour l'industrie que le prix d'incitation. Plusieurs publications ont discuté de cette disposition et ont conclu que le crédit d'impôt de l'article 29 a stimulé le développement du gaz naturel non-conventionnel et augmenté les rendements financiers et donc réduit le risque d'investissement dans cette ressource. Il a ainsi stimulé l'investissement dans les activités de développement et d'amélioration de la technologie (Wang et Krupnick, 2013).

Enfin, il ne faut pas sous-estimer le rôle des aides fiscales, mises en place dans les années 1990, qui ont contribué au départ à favoriser la recherche d'innovations technologiques (Weymuller, 2010). En plus, la fiscalité publique reste en général légère même si elle peut comprendre, en plus de l'impôt sur les sociétés, des taxes spécifiques (*severance taxes*). Tous ces facteurs ont catalysé le développement du gaz de schiste aux États-Unis.

2.3.5. La structure et l'état du marché

La structure du marché est également très importante lorsque l'on considère les possibilités de croissance de la production du gaz de schiste. C'est probablement le facteur qui a bénéficié le plus positivement à la croissance de la production du gaz de schiste aux États-Unis parmi les facteurs analysés. L'Amérique du Nord possède un marché du gaz libéralisé, qui fonctionne bien et le prix est le résultat de la confrontation de l'offre et de la

demande sur les marchés spots. Les prix se forment dans une confrontation gaz – gaz. Ils sont décorrélés des prix des produits pétroliers.

Le succès du développement du gaz de schiste aux États-Unis s'appuie sur les efforts de milliers de petites et moyennes entreprises, et sur un marché concurrentiel. Les petits opérateurs indépendants et spécialisés ont joué le rôle de pionniers dans l'exploration des gaz de schiste (Bauquis, 2014). Les petits producteurs indépendants sont les participants en amont qui ont permis l'augmentation importante de la production de gaz de schiste. Les États-Unis disposent de nombreuses petites sociétés pétrolières très dynamiques et disposées à promouvoir l'innovation technologique, soit comme opérateur, soit comme société de services pétroliers (forage, cimentation, logging…). Ce sont elles qui ont fait avancer les progrès technologiques. En 2003, on comptait environ 300 sociétés actives sur les thèmes des gaz non-conventionnels ; elles sont plus de 700 en 2010 (Weymuller, 2010). Une autre différence entre les marchés porte sur les opérateurs dans le marché. Le marché du gaz Nord – Américain comporte un très grand nombre d'opérateurs : près de 8 000 producteurs de gaz, 200 sociétés privées de transport de gaz et environ 1 400 à 1 500 sociétés de distribution locales, tantôt privées tantôt publiques (Boiteux et al., 2010).

Dans le marché du gaz naturel aux États-Unis, il existe un droit d'accès libre et égalitaire des producteurs de gaz naturel au réseau de transport. L'accès au tiers des gazoducs permet à tout producteur d'accéder aux marchés grâce à une offre compétitive. Beaucoup de petits producteurs qui commencent à entrer dans l'industrie du gaz de schiste n'auraient autrement pas été disposés à le faire, en particulier parce que l'accès aux marchés aurait pu être limité. Aux Etats Unis, les nombreuses infrastructures d'interconnexion permettent l'accès à un marché structuré parfaitement libéralisé où le principe de dégroupage du réseau de transport favorise la concurrence entre opérateurs gaziers (Boersma, 2013). Les autres conditions réglementaires ou incitatives essentielles pour le marché du gaz (conventionnel et non-conventionnel) sont : la levée du contrôle des prix à la tête de puits, l'absence de restrictions abusives sur le commerce et l'exportation, un environnement amont concurrentiel qui encourage l'innovation et une fixation du prix du gaz par le marché et en fonction de l'offre et de la demande. Bien que ces conditions de marché soient débattues depuis des années dans la plupart des pays membres de l'OCDE, la mise en œuvre des réformes nécessaires reste, au mieux, incomplète. Le chemin à parcourir est encore plus long dans de nombreux pays non-membres de l'OCDE (IEA, 2012a). En revanche, sur d'autres marchés notamment en Asie, le réseau de transport est en monopole. Les entreprises qui ont le monopole peuvent organiser efficacement des barrières à l'entrée par le contrôle de l'infrastructure de transport (Medlock III, 2012).

Certains ont prétendu que le marché des capitaux a joué un rôle important dans le développement du gaz de schiste. Après le boom du gaz de schiste, les entreprises financières

ont fourni de grandes quantités de capitaux à certaines entreprises de gaz naturel (Wang et Krupnick, 2013). Par exemple, Mitchell Energy s'est également appuyé sur le marché des capitaux (comme les prêts bancaires classiques, les ouvertures du capital, les offres publiques d'obligations, le placement privé) pour amasser des fonds pour forer et développer l'immobilier.

Les majors, on l'a signalé, sont passées à côté de l'essor initial mais elles se tournent désormais vers cette option. Elles cherchent à rattraper leur retard par des partenariats avec les indépendants, voir des rachats de sociétés. De très loin, la plus grosse opération concerne le rachat de XTO par Exxon fin 2009 pour 41 milliards dollar. Mais Shell, BP, Conoco Phillips, Statoil, Total, Eni et des sociétés asiatiques ont aussi été actives, en général sous la forme de rachat d'actifs avec des indépendants sur une partie de leur portefeuille de gisements, la société indépendante gardant généralement la maîtrise des opérations et donc l'essentiel du savoir-faire…(Weymuller, 2010).

À priori, les méthodes des majors sont différentes et éloignées du pragmatisme dynamique des pionniers. On peut penser qu'apportant leur expertise scientifique et leur capacité à réaliser des études préalables, elles pourront faire franchir une nouvelle étape en complément des progrès initialement apportés par les petits indépendants. Mais il ne faut pas sous-estimer la différence des cultures. Quant aux grandes sociétés de services pétroliers (Halliburton, Schlumberger…), elles ont acquis une très solide expérience sur les réservoirs non-conventionnels (pour la caractérisation pétro-physique par loggings et bien sûr pour les opérations de fracturation). Vu la nature spécifique de l'exploitation du gaz de schiste, elles sont aujourd'hui des acteurs incontournables (Weymuller, 2010).

2.3.6. Les politiques de l'Etat concernant le développement des gaz de schiste

2.3.6.1. Politiques de développement des gaz de schiste : la combinaison des lois fédérales, des réglementations des Etats et des gouvernements locaux

Le développement et la production d'hydrocarbures aux États-Unis est réglementé par un ensemble complexe au niveau fédéral, des Etats et local qui aborde tous les aspects de l'exploration et de l'exploitation. Toutes les lois, les règlements et les permis qui s'appliquent aux activités d'exploration et de production du pétrole et du gaz conventionnel s'appliquent également au développement du gaz de schiste (US DOE , 2011). Chaque Etat où le pétrole et le gaz sont produits confie le contrôle de l'application à une ou plusieurs agences de régulation qui autorisent le développement des puits (conception, emplacement, espacement, exploitation et abandon). Elles régulent également les activités environnementales et les rejets, y compris la gestion et l'élimination de l'eau, la gestion et l'élimination des déchets, les émissions atmosphériques, les injections souterraines, les impacts sur la faune, les perturbations de surface, la santé et la sécurité des travailleurs. Beaucoup de lois fédérales sont mises en œuvre par les États en vertu des accords et des plans approuvés par les agences fédérales appropriées. Le renforcement du cadre réglementaire des États-Unis est une priorité

publique afin d'assurer une exploitation responsable des ressources non-conventionnelles et de répondre aux inquiétudes et à la pression grandissantes du public.

Le succès des États-Unis avec le gaz de schiste est le résultat de la combinaison d'une législation fédérale favorable, de la diversité des lois des États, et d'une politique énergétique encourageante depuis 2005. Le régime réglementaire transparent, avec des limites spécifiques dans les règlements fédéraux et des États a aidé les investisseurs à prendre des risques et les a encouragés à investir vigoureusement dans de nouveaux bassins de schiste. Ceci a dynamisé les petites entreprises énergétiques pour affiner leur technologie dans la fracturation hydraulique. Par conséquent, l'industrie du gaz de schiste a vu un grand nombre de fusions de petites entreprises avec de plus grandes entreprises, ce qui a créé de nouveaux investissements, des infrastructures et un savoir-faire technologique (Farah et Tremolada, 2013).

Le rôle du gouvernement fédéral

Le gouvernement fédéral joue un rôle important dans la fourniture de données scientifiques, de financement, dans la recherche et l'expertise pour améliorer le développement durable des gaz de schiste. Il peut aussi aider à renforcer la confiance du public dans les secteurs réglementés (Krupnick et al., 2014). Le soutien du gouvernement fédéral a catalysé les initiatives des opérateurs gaziers. La volonté de l'administration américaine de mieux connaître ses ressources et de développer des technologies permettant de les exploiter économiquement a favorisé les producteurs américains de gaz de roches mères au travers d'un ensemble d'actes fédéraux et d'agences dédiées. Selon la publication de l'OPECST, elle a monté trois types de soutien principaux (OPECST, 2011) :

- Le soutien par la recherche, avec la multiplication de rapports techniques sur les problèmes des gaz non-conventionnels en général et de gaz de schiste en particulier. Le financement par le Congrès d'un programme de prospection «Unconventional Gas Research Program» permettant, entre autres, d'évaluer les ressources en gaz de schiste aux États-Unis, les travaux de recherche du bureau minier, US Geological Survey, et les rapports documentés de l'EIA.
- Le soutien par la fiscalité qui s'ajoute à la recherche par des incitations fiscales telles que le « *Natural Gas Policy Act* » et un crédit d'impôt, le « *Tax credit for unconventionnal gas*», qui favorisent et encouragent l'exploitation des premiers puits de gaz non-conventionnel.
- La gestion de la pression environnementale : l'assouplissement des règlementations environnementales dans les Etats producteurs permet d'exclure les activités de fracturation hydraulique des mesures de protection des consommateurs sur la qualité de l'air et de l'eau. Le risque de pollution issu du manque de contrôle est fort

mais favorise l'apprentissage de solutions empiriques pour une industrie qui gagne en expérience.

La politique volontariste du gouvernement fédéral, les incitations fiscales en faveur de la production domestique d'hydrocarbures et les exemptions règlementaires en termes de préservation de l'environnement ont conduit à un dynamisme de la production de gaz de schiste. Le niveau de production a permis de rembourser rapidement les frais engagés lors des étapes d'exploration et de mise en exploitation et a conduit à augmenter la quantité de liquidités disponibles pour procéder à de nouveaux investissements.

La réussite du développement du gaz de schiste aux États-Unis découle d'un environnement réglementaire favorable enraciné dans un cadre de fédéralisme coopératif. En fait, tout le processus est réglementé par une coopération entre les États et les agences fédérales. En effet, le gouvernement fédéral a délégué une grande partie de son pouvoir aux Etats dont la réglementation atteint ou excède les normes minimales fédérales. Tandis qu'au niveau fédéral, les États-Unis établissent des lignes directrices environnementales qui régissent les industries du pétrole et du gaz, au niveau de l'État, la réglementation concernant l'industrie du gaz de schiste diffère selon les tendances politiques envers l'industrie d'extraction. Par exemple, à New York, on requiert un examen complet des impacts environnementaux, une application pour le forage, et un plan de travail de forage. A l'inverse, au Texas, les permis de forage sont généralement indulgents à condition que l'examen environnemental nécessaire soit prévu au projet proposé (Farah et Tremolada, 2013). Néanmoins, les réglementations d'État peuvent facilement ignorer des règles fédérales ou les appliquer en fonction de l'orientation politique nationale. Dans ce contexte, la loi de politique énergie a été adoptée en 2005 mais contenait une clause dérogatoire douteuse qui exemptait l'industrie du gaz de schiste des garanties décrites dans les lois Safe Drinking Water Act et Clean Air Act. De plus, sous la pression des grandes compagnies pétrolières, le Congrès américain a exempté la production de pétrole et de gaz de nombreuses lois sur la santé et la sécurité. Par conséquent, les États sont les premiers responsables pour l'établissement et l'application des garanties pour la production de gaz de schiste. Ce cadre réglementaire est sujet à controverses fortes, au point que certains affirment que le forage est une activité fondamentalement non réglementée. En particulier, le gaz de schiste peut générer des problèmes environnementaux transfrontaliers importants qui ne peuvent pas se régler avec des législations incompatibles et potentiellement contradictoires entre les États. Donc, dans l'avenir, il est probable que les agences fédérales devraient avoir plus d'autorité dans le domaine du gaz de schiste (Farah et Tremolada, 2013).

Les lois fédérales applicables à l'exploitation des ressources en gaz non-conventionnel concernent principalement la protection de l'environnement. Une série de lois fédérales régissent la plupart des aspects environnementaux du développement du gaz de schiste. Par

exemple, le Clean Water Act (CWA) réglemente les rejets d'eau de surface liés au forage et à la production de gaz de schiste, ainsi que le ruissellement de l'eau provenant de sites de production. Le Safe Drinking Water Act (SDWA) réglemente l'injection souterraine de fluides provenant des activités de gaz de schiste. Le Clean Air Act (CAA) limite les émissions atmosphériques des moteurs, précise les équipements de traitement des gaz, et d'autres sources associées au forage et à la production. Le National Environmental Policy Act (NEPA) requiert que l'exploration et la production sur les terres fédérales doit comporter des analyses approfondies des impacts environnementaux (US DOE, 2011). Cependant, les agences fédérales n'ont pas les ressources pour administrer tous ces programmes environnementaux pour tous les sites pétroliers et gaziers dans tout le pays. En outre, la réglementation fédérale n'est pas toujours la plus efficace pour assurer le niveau souhaité de protection de l'environnement. Par conséquent, la plupart de ces lois fédérales prévoient l'octroi de la primauté aux États qui ont généralement élaboré leurs propres règlements (Speight, 2013)

Le rôle des Etats

Les régulations étatiques liées au développement du gaz de schiste sont généralement complétées par une surveillance fédérale. Dans des régions et des Etats spécifiques, ces régulations sont plus efficaces que les réglementations au niveau fédéral. Les agences d'État non seulement mettent en œuvre et appliquent les lois fédérales mais elles ont aussi leurs propres ensembles de lois de l'État à administrer (US DOE, 2011). Les Etats peuvent adopter des normes, mais ils doivent être au moins aussi protecteurs que les principes fédéraux qu'ils remplacent. Ils peuvent également être plus protecteurs pour répondre aux conditions locales. La réglementation par l'État des pratiques liées à l'exploitation des gaz de schiste peut plus facilement tenir compte du caractère régional et spécifique à l'état des activités, par rapport à une gestion unique au niveau fédéral (Speight, 2013). Certains facteurs spécifiques comprennent la géologie, l'hydrologie, le climat, la topographie, les caractéristiques de l'industrie, l'histoire du développement, les structures juridiques de l'Etat, la densité de la population et de l'économie locale.

Le développement rapide du gaz de schiste au cours des dernières années aux États-Unis signifie probablement que le niveau d'expérience de l'intervention publique dans les activités de développement varie fortement. Certains Etats aux États-Unis ont une longue expérience dans le développement du pétrole et du gaz conventionnel, tandis que d'autres ne l'ont pas, bien que la participation des Etats dans ce secteur s'accélère rapidement. Ils participent de plus en plus aux forums qui contribuent au dialogue pour partager l'information. Les Etats qui ont une production de gaz de schiste importante peuvent être considérés comme des Etats dont l'expérience permettra de développer encore le gaz de schiste. Ce sont des conditions favorables pour rédiger et mettre en œuvre des règlements adaptés au développement du gaz de schiste dans chaque Etat (Richardson et al., 2013). La

réglementation devrait inclure de nombreux outils disponibles pour les Etats expérimentés dans le commandement et le contrôle, au cas par cas pour les permis, les normes de performance et d'autres outils.

Jusqu'à maintenant, aux États-Unis, la plupart des règlements dans l'industrie du gaz de schiste ont été établis principalement par les gouvernements des Etats. Les Etats réglementent l'emplacement et l'espacement des sites, les méthodes de forage, le cuvelage, la fracturation, le colmatage des puits, la disposition des déchets de gaz et pétrole, et la restauration des sites (Richardson et al., 2013). Comme les organismes de réglementation dominants dans le secteur du gaz de schiste, les Etats ont développé des relations avec les parties qui interviennent dans cette industrie. En plus, ils organisent de nombreuses discussions, des forums sur les politiques qui ont une relation avec le développement du gaz de schiste, tels que le rôle du gouvernement fédéral ou local et des défis à la domination de l'Etat (Krupnick et al., 2014). Maintenant, dans chaque État aux États-Unis, on crée un système de régulation qui est en relation avec les activités d'exploration et d'extraction de gaz de schiste dans la région. Et il est obligatoire de déclarer toutes les informations relatives aux activités liées au gaz de schiste. Un principe de transparence doit être appliqué.

Les réglementations des Etats sur les ressources non-conventionnelles sont généralement stipulées dans leurs lois sur les hydrocarbures. Dans certains Etats, ces dernières sont en cours de mise à jour pour répondre aux inquiétudes du public concernant les conséquences environnementales de l'exploitation du gaz non-conventionnel. Ces actualisations portent souvent sur la publication d'informations sur les fluides de fracturation, sur des mesures supplémentaires visant à s'assurer de l'intégrité du cuvelage et de la cimentation du puits et sur le traitement et le recyclage des eaux usées.

La majorité de la réglementation des Etats relative au gaz de schiste s'applique aux phases initiales du processus de développement. Cela peut indiquer que les législateurs de l'État et les régulateurs considèrent que la sélection initiale du site et les pratiques de forage, la cimentation, la fracturation, et le traitement des eaux usées qui sont concentrés dans le début de la vie d'un puits sont les plus grands facteurs de risques associés à l'exploitation du gaz de schiste (Richardson et al., 2013). Toutefois, l'autorité fédérale sur certains aspects du développement du gaz de schiste est importante, en particulier en ce qui concerne la protection de la qualité de l'air et de l'eau de surface, et des espèces menacées. Le gouvernement fédéral joue également un rôle en ce qu'il publie des règlements comme propriétaire dans de nombreux États dans le cas des dépôts de gaz de schiste comprenant de grandes superficies de terres qui sont sa propriété (Richardson et al., 2013).

Le rôle des gouvernements locaux

En plus des exigences fédérales et d'Etat, des exigences supplémentaires pour les opérations de gaz de schiste peuvent être imposées par d'autres niveaux de gouvernement

dans des endroits spécifiques tels que les villes, les comtés, les tribus et les agences régionales de l'eau. Quand les opérations de pétrole et gaz, y compris le gaz de schiste, apparaissent dans ou près de zones habitées, les gouvernements locaux peuvent établir des ordonnances pour protéger l'environnement et le bien-être de leurs citoyens. Ces ordonnances locales nécessitent souvent des permis supplémentaires pour des questions telles que l'emplacement des puits, la distance de recul des résidences ou d'autres sites protégés, le trafic …(US DOE, 2011). Aux États-Unis, l'autorité des villes, des comtés, des cantons et d'autres gouvernements locaux sur le développement du gaz de schiste est très différente selon les Etats. Cette hétérogénéité n'est pas surprenante parce que les caractéristiques quantitatives et qualitatives de la réglementation varient entre les Etats. Certaines sources d'hétérogénéité sont appropriées en ce qu'elles peuvent être justifiées par l'efficacité économique, la réduction des risques (Richardson et al., 2013). La plupart des Etats ont délégué l'autorité sur l'utilisation des terres, le bruit, le zonage, à des gouvernements locaux, mais le degré de délégation varie considérablement. Dans le contexte du gaz de schiste en développement très rapide actuellement aux États-Unis, cela a été approprié et important. Certaines municipalités ont essayé d'affirmer leur contrôle sur le développement et ses impacts, et dans certains cas elles peuvent interdire l'activité du gaz de schiste (Krupnick et al., 2014).

En tant que pionniers de l'exploitation à grande échelle du gaz non-conventionnel, les décideurs politiques, organismes de contrôle, producteurs et la société civile des États-Unis ont été les premiers confrontés à l'évaluation et à la réduction des risques environnementaux associés (IEA, 2012a). Elles couvrent quasiment toutes les phases d'une exploitation non-conventionnelle, de l'exploration à la réhabilitation du site, et incluent des clauses de protection de l'environnement et de gestion de l'air, de la terre, de l'eau et des déchets. Les Etats portent la responsabilité première de la réglementation et de son application sur les terrains hors des propriétés fédérales.

2.3.6.2. La loi de propriété privée du terrain : la condition favorable pour développer le gaz de schiste

Aux Etats- Unis, le régime minier est très particulier car la propriété des ressources du sous-sol est traditionnellement attribuée aux propriétaires de surface. Ce droit de la propriété des particuliers qui s'étend au sous-sol donne droit à des royalties substantielles, incitant les propriétaires des terrains à accepter ce type d'exploitation. Par exemple, au stade de la production, les propriétaires perçoivent des royalties, en général 12,5% de la valeur des productions à la tête du puits, soit un huitième des productions selon Bauquis. Ceux-ci ont donc un intérêt direct à accueillir les compagnies pétrolières chez eux, ce qui a considérablement simplifié la question de l'acceptabilité environnementale. De plus, une incitation financière a été créée en faveur des propriétaires privés pour compenser les perturbations liées à l'exploitation du gaz de schiste (Stevens, 2012). À noter aussi que les

spécificités américaines ont rendu possible l'attribution de permis de recherche très étendus, ce qui est particulièrement adapté aux caractéristiques des zones à shale. Le régime minier américain permet de conserver durablement les permis si le concessionnaire maintient une activité de production (Weymuller, 2010).

La propriété privée de la terre a donc contribué au développement du gaz de schiste, en offrant aux entreprises de gaz naturel une méthode d'obtention de rendements raisonnables de leurs investissements précoces dans les innovations technologiques nécessaires pour développer un nouveau gisement de gaz de schiste. Grâce à cette règlementation, les entreprises du gaz pouvaient louer de grandes étendues de terres à bas prix, et les baux ont pris de la valeur quand le coût de l'extraction du gaz a diminué. Ce mécanisme n'est pas parfait, mais il permet aux investisseurs d'obtenir rapidement les rendements financiers attendus pour leurs investissements précoces (Wang et Krupnick, 2013).

2.3.6.3. Les réglementations dans la phase de préparation du site de forage : l'assurance pour l'exploitation du gaz de schiste

Dans le processus de développement du gaz de schiste, il y a des réglementations pour le choix et la préparation des sites, ces sont les premières avant le début de toute construction ou forage. Maintenant, la plupart des Etats ont uniformisé les exigences d'espacement des puits qui limitent le nombre de puits dans une zone et la distance entre des puits ou avec d'autres entités comme les écoles, les bâtiments, les puits d'eau … qui ont besoin d'une protection et de soins spéciaux. En fait aux États-Unis, la règlementation de dimension minimale d'un forage impose 640 acres, et celle de la distance minimale entre le forage et les bâtiments publics impose en moyenne 308 pieds. Un pré-forage pour analyse de l'eau établit la qualité de l'eau de référence pour une zone avant activité de forage. Les résultats des tests de pré-forage sont des preuves importantes pour déterminer si la contamination de l'eau souterraine est liée à l'activité de forage. Ces règlementations contribuent à diminuer l'impact des forages, à protéger l'environnement et la santé de la population dans le voisinage. Les critères sont souvent mis à jour.

En dehors de la règlementation sur les sites de forage, les Etats réglementent également chaque phase détaillée dans le processus de forage, y compris les exigences des cuvelages, des pratiques de cimentation. Bien que le forage d'un puits de gaz de schiste ne prenne que quelques semaines beaucoup de réglementations des Etats se concentrent sur cette phase. Parce que cette phase est très importante et influence beaucoup l'intégrité à long terme et la sécurité des puits, en particulier en termes de sécurité de l'eau souterraine. Selon les Etats et les conditions géologiques du gisement, on réglemente la profondeur à laquelle le cuvelage des puits doit parvenir et être cimenté. Les pratiques de cimentation peuvent être réglementées en termes de résistance à la compression, du type de ciment, ou de la circulation autour du tubage. Ces réglementations non seulement protègent l'eau souterraine, mais elles

évitent aussi la fuite des substances chimiques et radioactives dans l'exploitation du gaz de schiste par la technologie de fracturation hydraulique.

2.3.6.4. Les politiques sur l'utilisation, le traitement de l'eau et du fluide de forage : un facteur très significatif pour le développement du gaz de schiste

Comme présenté ci-dessus, pour l'exploitation du gaz de schiste, on doit utiliser une combinaison des technologies, en particulier la technologie de fracturation hydraulique. Le fluide de fracturation est composé d'eau, de produits chimiques, et d'un agent de soutènement (par exemple du sable) des fractures ouvertes pour permettre au gaz de s'écouler vers le puits de forage. L'eau représente la plus grande part de ce fluide (plus de 90%), et chaque fois le processus de fracturation a besoin de plusieurs millions de gallons. Ceci a créé beaucoup d'inquiétude et des controverses sur la protection de l'environnement, en particulier au sujet de la contamination de l'eau dans le processus de forage et du traitement de l'eau chargée de déchets. Selon les caractéristiques géologiques du gisement et celles autour du forage, environ 10 à 50% du fluide de fracturation coule en retour par et hors du puits (Richardson et al., 2013). Ces fluides de retour nécessitent leur stockage et leur élimination. Les besoins de stockage de fluides varient au cours du processus de développement du gaz de schiste. Les fluides de fracturation doivent également être stockés avant utilisation. Les fluides produits doivent aussi être stockés avant leur élimination. Les fluides de fracturation ne sont pas réutilisés, recyclés ou éliminés sur place mais doivent être retirés et transportés ailleurs par camion ou système de pipelines pour élimination. Si le stockage, le traitement de l'eau pour recyclage ou élimination sont incorrects, ils augmentent le risque de déversements ou de fuites qui peut conduire à une contamination de l'eau de surface ou de l'eau souterraine. Cela a conduit à des inquiétudes quant à l'effet des grands prélèvements d'eau de surface sur les écosystèmes et les utilisateurs en aval. La consommation d'eau est particulièrement importante dans les endroits où les conditions de sécheresse limitent souvent strictement la disponibilité de l'eau et son usage. Même dans les zones riches en eau, les prélèvements pourraient être problématiques dans les petits ruisseaux dans des conditions de faible débit (Richardson et al., 2013). Cette incertitude est en contraste frappant par rapport aux règlements fédéraux minimaux concernant spécifiquement les émissions, le traitement de l'eau et de la terre auxquels les entreprises de l'énergie des États-Unis ont dû faire face quand ils ont commencé à s'engager dans l'industrie du gaz de schiste. Ces critères clairs leur ont permis d'élaborer une analyse précise de l'évaluation des risques.

Donc, les réglementations sur les prélèvements d'eau et la divulgation de la composition des fluides de fracturation sont les réglementations les plus communes aux États-Unis. Plusieurs Etats requièrent des permis pour les prélèvements de l'eau souterraine et en surface en fonction du développement du gaz de schiste. La loi fédérale Safe Drinking Water Act (SDWA) a autorisé les Etats à règlementer les fluides d'injection sous terre alors que, par

ailleurs, des groupes de protection de l'environnement ont appelé les Etats à faire déclarer les informations au sujet des substances utilisées dans le fluide de fracturation. Maintenant, la plupart des bases de données sur le fluide de fracturation dans le secteur du gaz de schiste sont diffusées sur le site web FracFocus (Richardson et al, 2013). Par exemple, en Pennsylvanie on requiert la divulgation du pourcentage en volume de chaque additif dans le fluide de fracturation hydraulique. Entre 2010 et 2012, au moins 15 Etats ont édicté des exigences pour que les opérateurs déclarent les produits chimiques de fracturation utilisés sur les sites. A l'avenir, certains États ont également prévu d'autres changements réglementaires et en parallèle, il y aura d'autres règles du gouvernement fédéral exigeant la divulgation des informations au sujet du fluide de fracturation. Ces réglementations sont très importantes parce qu'elles créent la confiance du public et de la société civile sur les technologies de fracturation en vue du développement du gaz de schiste.

2.3.6.5. Les politiques de la capture, du stockage et du traitement du gaz dans le processus de développement du gaz de schiste

Avant et pendant la production, le gaz en excès peut être ventilé ou brûlé s'il ne peut pas être stocké ou utilisé commercialement. Cependant, ces pratiques ont des conséquences environnementales. Le torchage émet du dioxyde de carbone, alors que la ventilation de gaz naturel libère du méthane, un gaz à puissant effet de serre, en particulier en cas de gaz de schiste, parce que le composant principal du gaz de schiste est le méthane (CH4). Ces pratiques peuvent entraîner également des émissions de composés organiques volatils ou d'autres polluants qui influencent la santé humaine. La ventilation est la libération de gaz dans l'atmosphère à partir du puits de forage. Elle est généralement appliquée soit quand un gaz accessoire est produit par un forage pétrolier dans des zones sans infrastructures de pipelines de gaz naturel, soit quand un gaz est produit pendant le processus de forage et la fracturation initiale. Le torchage est le processus par lequel l'excès de gaz est brûlé dans des torchères éclairantes. Lorsqu'il est brûlé, le méthane est converti en dioxyde de carbone, GES moins puissant que le méthane. Donc, en raison de ces risques et de leurs effets, la ventilation et le torchage sont des pratiques souvent contrôlées par l'administration locale. Certains chercheurs ont soulevé des préoccupations quant à l'impact de l'augmentation rapide de la production de gaz de schiste sur la croissance de la quantité de méthane libérée par les émissions fugitives pendant le forage, la complétion, la production, le transport et l'utilisation du gaz. Maintenant, aux États-Unis, la plupart des Etats publient des réglementations pour interdire la ventilation et permettent le torchage du gaz en excès ou l'injection dans le réseau de pipelines pour limiter l'impact sur la santé et l'environnement.

En dehors des réglementations ci-dessus, il y des réglementations des Etats pour boucher et abandonner des puits quand ils ne produisent pas ou en fin d'exploitation. La plupart des États ont des procédures détaillées de colmatage et d'abandon pour s'assurer que

les puits ne deviennent pas un conduit de contamination par la migration des fluides et des gaz provenant de puits fracturés à proximité.

2.3.7. L'acceptation sociale vis-à-vis du développement des gaz de schiste

Bien que le développement du gaz de schiste aux États-Unis ait apporté plusieurs bons résultats, en particulier du point de vue économique, il n'est pas sans risques. Comme nous l'avons analysé, les activités du gaz de schiste peuvent générer des impacts sur l'environnement, sur l'eau, sur l'air, voire la santé humaine. Plusieurs recherches ont indiqué que le forage et la production de gaz de schiste peuvent contaminer les eaux souterraines et les eaux de surface parce qu'ils doivent utiliser des produits chimiques dans la technique du fracking ; dégager de la pollution dans l'air y compris par le méthane – un gaz à effet de serre ; polluer les lacs et les ruisseaux ; perturber les habitats de la faune ; et donc avoir un impact négatif sur les communautés locales. Il y a beaucoup de controverses sur ces risques, néanmoins le développement du gaz de schiste se focalise sur les problèmes politiques. Aux États-Unis, certains Etats ont interdit la fracturation hydraulique ou édicté des moratoires.

Lors de la fracturation hydraulique, des sels corrosifs, des produits chimiques potentiellement cancérigènes et même des particules radioactives présentes dans les formations rocheuses sont parfois mélangés à l'eau déjà polluée qui est injectée à une profondeur de 915 à 2 440 mètres. Environ 25 % de cette eau chargée de produits chimiques sont finalement renvoyés en surface. Du benzène, du radium, du méthane, des distillats de pétrole et des éthers de glycol comptent parmi les nombreuses substances nocives que l'on retrouve dans l'eau utilisée pour la fracturation (Haluszczak et al., 2013). Après injection sous pression dans les formations géologiques schisteuses et éjection par le gaz naturel ou l'huile envoyés en surface, l'eau usée est stockée dans des réservoirs, des étangs artificiels et d'autres contenants. Sans règlementation adéquate, ces processus de stockage sont susceptibles d'entraîner des déversements, des fuites et des débordements, autant d'incidents que les compagnies gazières s'abstiennent souvent de signaler. Il semble que certains des problèmes les plus graves soient survenus en Pennsylvanie, un État que certains accusent de manquer de réglementations adéquates pour ce secteur d'activité (Kofod, 2013).

Les quantités considérables d'eau nécessaires à la fracturation hydraulique posent une autre série de problèmes. Un seul puits peut exiger 19 millions de litres d'eau au cours de sa durée d'exploitation (Kofod, 2013). Une autre méthode suscitant des craintes consiste à se débarrasser de l'eau usée de fracturation dans des cavernes souterraines. En outre, un certain degré d'incertitude demeure quant à la quantité et à la diversité exactes des polluants présents dans les eaux usées. Des études révèlent la présence de radium, de benzène et d'autres substances cancérigènes dans un certain nombre de ruisseaux et de rivières. Certains cours d'eau utilisés par les installations de traitement des eaux usées présentent un niveau de radioactivité des centaines, voire des milliers de fois supérieur à celui autorisé par les normes

fédérales. Le risque de pollution s'accroît manifestement si la fracturation survient au-dessus plutôt qu'au-dessous des nappes phréatiques Bien que le processus de fracturation hydraulique intervienne souvent sous les réserves d'eau souterraines, le manque d'étanchéité de celles-ci peut permettre à de l'eau polluée de pénétrer les nappes phréatiques. Les entreprises s'abstiennent souvent de signaler aux autorités responsables qu'un puits présente des fissures et permet des infiltrations dans les nappes phréatiques. Des experts estiment que certaines eaux usées sont à ce point polluées qu'elles devraient être traitées de la même manière que les déchets médicaux (Kofod, 2013).

L'empreinte physique nettement plus importante de l'industrie des schistes bitumineux crée en outre des problèmes et suscite la colère de l'opinion publique. Les puits ont besoin d'espace pour accueillir les appareils de forage, les étangs d'eaux usées, les infrastructures de stockage et de gazoducs, ainsi que les installations pour loger le personnel. Les changements démographiques rapides liés au secteur pourraient provoquer des changements physiques et sociaux soudains dans les communautés rurales, entraînant à leur tour de formidables défis sur le plan politique. Les infrastructures sociales - écoles, logements, routes et forces de police – sont souvent inadéquates et des rapports signalent une forte augmentation de l'usage de drogues et de la criminalité dans certaines villes champignons (Kofod, 2013), (McGlade et al., 2013).

L'échelle de développement du gaz de schiste a augmenté rapidement, donc les connaissances du public sur ces activités et leurs impacts augmentent également. En particulier, la communauté de la recherche rattrape son retard en termes de compréhension de l'importance des risques environnementaux liés au développement du gaz de schiste. Pour que le développement du gaz de schiste soit une réussite, il faut justifier l'efficacité et la sécurité des techniques et technologies utilisées en particulier la technologie de la fracturation hydraulique. Cela créée la confiance et l'acceptation du public. Par conséquent, la recherche et la construction du « *permis social d'exploitation* » sont essentielles pour le développement du gaz de schiste dans l'avenir.

2.3.8. La technologie et l'infrastructure pour les gaz de schiste.

De nombreux facteurs expliquent le boom du gaz de schiste aux États-Unis. La première raison est une rentabilité élevée pour les opérateurs qui y ont participé, ou au moins l'espérance d'une rentabilité future élevée. Mais le facteur le plus important a été l'innovation technologique qui a pris beaucoup de temps pour se développer et, finalement, a rentabilisé la production du gaz de schiste. Certaines des innovations technologiques clés résultent de programmes de recherche et développement du gouvernement (R&D) et d'entreprises privées qui visent à développer le gaz naturel non-conventionnel. D'autres ont été largement développées par l'industrie pétrolière pour explorer et produire du pétrole (Wang et Krupnick, 2013) comme le forage horizontal. Ces trois aspects se sont répercutés conjointement sur le

développement du gaz de schiste. Dans les années 1980 et 1990, la plupart des importantes innovations technologiques dans le secteur du gaz de schiste comme le forage horizontal, l'imagerie sismique 3-D, et la technologie de fracturation, ont été évaluées et développées par le Conseil national de recherches et le département d'énergie. Les projets de R&D ont été mis en œuvre par les centres de technologie du DOE, les laboratoires nationaux, les universités et le entreprises privées (Wang et Krupnick, 2013).

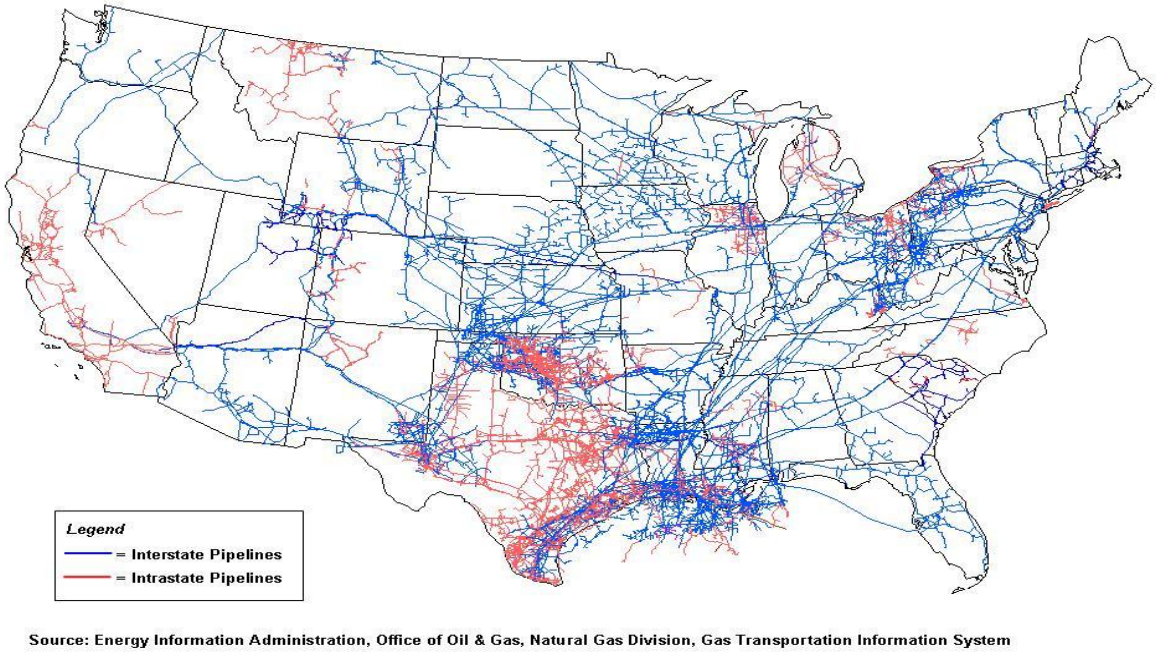
Un élément essentiel pour fournir le gaz sur le marché est une infrastructure suffisante, y compris pour le traitement du gaz, le stockage et les installations de compression, ainsi qu'un réseau de pipelines assez développé pour transporter le gaz à partir des lieux de production. Les infrastructures influencent également les marchés. Aux États-Unis, il y a un réseau de gazoducs qui est très dense et fortement maillé. Le réseau de transport interétatique et intra-étatique aux États-Unis est plus développé et plus dense que dans tout autre pays du monde (Krupnick et al., 2014). Il est aussi moins coûteux.

L'échelle de développement du gaz de schiste faut recourir à une multitude de services qui varient de manière très différente et apparaissent dans tous les processus. Ces services influencent substantiellement les coûts de forage. Une étude a indiqué qu'à l'extérieur des États-Unis où les services ne sont pas facilement disponibles et doivent être mobilisés, le coût de forage peut être plus élevé de près de 400% par rapport à celui observé aux États-Unis (Kepes et al., 2013). Les États-Unis ont de nombreuses sociétés de services qui ont beaucoup d'expérience et maîtrisent les technologies et les techniques dans ce secteur. De nombreuses sociétés de services, principalement de forage, sont présentes sur les sites, avec les équipements et un personnel expérimenté, à des prix compétitifs. On compte environ 1 770 équipements de forage en activité sur le territoire américain en janvier 2014 (Barbier, 2014). Donc, les États-Unis ont des avantages pour développer le gaz de schiste en comparaison avec les autres pays dans le monde.

La zone Amérique du nord a un réseau de gazoducs qui est très dense et fortement maillé, en particulier aux États-Unis. Le réseau de pipelines de gaz naturel des États-Unis est un réseau de transport et de distribution fortement intégré qui peut transporter le gaz naturel dans tous les emplacements dans les 48 Etats. Le réseau de pipelines de gaz naturel comprend plus de 210 systèmes de gazoducs ; plus de 1 400 stations de compression qui maintiennent la pression sur le réseau de pipelines de gaz naturel et assurent le mouvement continu vers l'avant de la fourniture. Il y a environ 305 000 miles de pipelines de transport interétatiques et intra-étatiques avec plus de 11 000 points de livraison, 5000 points de réception, et 1 400 points d'interconnexion qui assurent le transfert du gaz naturel partout aux États-Unis. On dénombre aussi 400 installations de stockage de gaz naturel souterraines et plusieurs installations de liquéfaction et regazéification (EIA, 2010). Dans le Nord-est et le Sud des États-Unis, les bassins de type shale sont proches des zones de grande consommation ce qui

explique qu'elles sont alors souvent peu éloignées d'un réseau développé de pipes gaziers. Donc, même dans les zones qui n'ont pas d'histoire d'activité pétrolière, cela permet d'éviter la mise en place de lourdes infrastructures nouvelles pour assurer la mise sur le marché des nouvelles productions. Mais à un niveau plus local, de nombreuses connexions gazières devront être réalisées. Enfin, il faudra en général construire de nouvelles routes pour assurer le trafic de camions nécessaire pour l'exploitation de nombreux puits, notamment pour le développement de Marcellus dans les Appalaches, ce sera un défi à relever. Il faut souligner que les flux de transport du gaz au niveau régional et interrégional risquent d'être très profondément modifiés par l'arrivée nouvelle de productions shales importantes. Le gaz des gisements shale du sud remonte actuellement vers le nord-est. L'essor de Marcellus devrait faire reculer ces remontées en provenance du sud des États-Unis, ainsi que les apports canadiens vers le nord-est des États-Unis. Les flux gaziers entre l'Ouest et l'Est du continent devraient à terme être impactés, et cela concerne aussi les opérateurs canadiens (Weymuller, 2010).

Figure 2. 11: Le système de gazoducs aux États-Unis



Source : EIA

2.4. Déterminants et défis du développement des gaz de schiste.

2.4.1. Les conditions fondamentales pour le développement des gaz de schiste

Le développement du gaz de schiste aux États-Unis résulte de la combinaison de multiples facteurs favorables. Les analyses de la condition géologique, de la politique, de la technologie et de l'économie du développement du gaz de schiste aux États-Unis auparavant

ont indiqué que le boom du gaz de schiste a résulté des facteurs qui ont permis aux entreprises de produire du gaz de schiste rentable. Le boom du gaz de schiste aux États-Unis a créé une réaction en chaîne sur le désir de développer cette ressource dans de nombreuses régions, de nombreux pays à travers le monde. Cependant, les conditions de développement de ces ressources telles que les conditions géologiques, techniques et technologiques, le marché, l'infrastructure et la réglementation sont différentes selon les régions, les pays. Donc le développement du gaz de schiste reste encore une grande question à présent pour les régions, les pays qui en possèdent et veulent développer ces ressources. Le succès de « la révolution » du gaz de schiste aux États-Unis est une grande leçon pour d'autres pays qui veulent développer cette ressource. Les décideurs politiques dans ces pays doivent comprendre les conditions fondamentales pour développer le gaz de schiste.

Dans la publication « *Des règles d'or pour un âge d'or du gaz* » en 2012, l'AIE présente une synthèse des déterminants et des conditions de développement du gaz de schiste: des conditions d'accès aux ressources ; le cadre fiscal et réglementaire; la disponibilité de l'expertise et de la technologie, la disponibilité des infrastructures. Après avoir analysé le processus de développement du gaz de schiste, les expériences accumulées aux États-Unis, nous voulons souligner l'importance des conditions suivantes pour le développement du gaz de schiste.

Ce sont les conditions géologiques et naturelles : Aux États-Unis, les gisements de gaz de schiste sont étendus et riches en matière organique, ils sont répartis dans différentes régions. En général, les formations de gaz de schiste sont moins profondes par rapport à d'autres dans le monde. Les couches de schiste sont plus épaisses aussi. Les gisements se trouvent aussi dans des emplacements favorables où la densité de population est faible, l'eau est disponible et la topographie est assez plane. Ces conditions sont donc favorables à l'extraction et influent beaucoup sur le coût d'exploitation du gaz de schiste. En plus, la condition sur les ressources en eau est très importante. Comme nous l'avons indiqué au-dessus, l'extraction du gaz de schiste a besoin d'une quantité énorme d'eau. Donc, pour les pays qui veulent développer l'exploitation de gaz de schiste, les conditions géologiques de leurs gisements, et la disponibilité de l'eau sont très importantes.

La deuxième condition qui influe fortement sur le développement du gaz de schiste est la technologie ; en particulier le forage horizontal et la fracturation hydraulique. Celles-ci jouent un rôle important pour augmenter la production et baisser le coût d'exploitation. Hormis ces méthodes essentielles, d'autres techniques et technologies sont utilisées dans d'autres processus de forage, pour le traitement de l'eau, le stockage du méthane…. Les américains maîtrisent des technologies avancées et modernes dans cette industrie, les entreprises ont également beaucoup d'expérience, et le gouvernement fédéral a financé des programmes pour rechercher et développer de nouvelles technologies. Les

technologies existantes à présent peuvent aider d'autres pays à développer rapidement le gaz de schiste. Cependant, beaucoup d'innovations seront encore nécessaires pour adapter les technologies existantes et développer de nouvelles technologies en vue d'une exploitation plus rentable des gisements de gaz de schiste dans tous les pays où les conditions géologiques et les ressources en eau sont significativement différentes de celles aux États-Unis.

La nécessité d'un système de politiques, de règlementations appropriées et d'une stimulation de développement du gaz de schiste : les États-Unis ont formalisé des démarches politiques visant et encourageant le développement du gaz de schiste, et ont établi des réglementations pour protéger l'environnement simultanément au développement du gaz de schiste. Les systèmes de réglementation sont variables (lois, réglementations fédérales, étatiques, locales). En particulier, aux États-Unis, le droit de la propriété privée de la ressource en terre a créé des conditions favorables pour les opérateurs ce qui a contribué au développement du gaz de schiste. Les politiques fiscales ont encouragé les investissements dans ce secteur, en particulier par les politiques du prix d'incitation et du crédit d'impôt. En outre, des réglementations appropriées et transparentes, en particulier les règlements concernant la protection de l'environnement dans le processus de développement du gaz de schiste, permettront de créer la confiance et l'acceptation du public. Les décideurs politiques dans les pays qui veulent développer ces ressources doivent générer des politiques et des réglementations appropriées.

Le marché compétitif avec les infrastructures développées et le régime du prix approprié : Aux États-Unis, le marché du gaz naturel est libéralisé et concurrentiel. Les prix sont le résultat de la confrontation de l'offre et de la demande sur le marché spot. Les États-Unis disposent de réseaux de gazoducs, de stations de compression, d'installations de stockage qui sont très denses et fortement maillées. Donc, les infrastructures sont très développées, elles rendent le transport et l'utilisation plus facile, elles rendent le coût moins cher. Par conséquent, les pays qui veulent le développement de gaz de schiste devraient se concentrer sur l'adaptation du marché vers la libéralisation, les investissements dans l'amélioration de l'infrastructure, ainsi que la réforme progressive du mécanisme de fixation des prix du gaz.

2.4.2. Les défis du développement des gaz de schiste.

«*La révolution*» du gaz de schiste aux États-Unis a obtenu beaucoup de succès. Cependant, l'expansion rapide de la production de gaz de schiste a créé des inquiétudes autour des impacts des activités qui concernent le développement du gaz de schiste, en particulier des impacts environnementaux tels que l'eau, la qualité de l'air, les émissions de gaz à effet de serre, les séismes… Les organismes de réglementation, les décideurs et le public ont besoin d'une source objective d'informations pour répondre à leurs questions, connaître les défis et les problèmes qui concernent le développement du gaz de schiste.

Naturellement, les préoccupations environnementales questionnent les avantages de l'extraction du gaz de schiste. A des stades antérieurs de développement du gaz de schiste, les impacts de l'extraction sur l'environnement n'ont pas suscité un intérêt suffisant et les débats ont été limités (Wang et al., 2014). A présent, le développement du gaz de schiste génère une vive inquiétude relative aux risques environnementaux. Comme nous l'avons déjà indiqué, on doit utiliser la technologie de la fracturation hydraulique qui consomme beaucoup d'eau et des produits chimiques qui peuvent entraîner une pollution de l'environnement dans tout le processus de forage et d'exploitation. En outre, de grandes quantités de méthane – un gaz à effet de serre puissant - peuvent être émises lors de l'exploration et de la production du gaz de schiste. Selon certaines études, la fracturation hydraulique peut également induire des tremblements de terre.

Avec l'expansion continue de la production de gaz naturel, les problèmes environnementaux associés au gaz de schiste ont fait l'objet de controverses de plus en plus vives. En effet, les impacts environnementaux potentiels ont eu une influence significativement négative sur l'opposition du public. La révolution du gaz de schiste aux États-Unis serait freinée et même arrêtée si les risques environnementaux provoqués par la fracturation hydraulique n'étaient pas gérés efficacement. Donc, ces risques environnementaux doivent être maîtrisés par de bonnes pratiques. Mais celles-ci ne sont pas appliquées par tous les producteurs dans tous les sites. L'application de règlementations plus strictes est nécessaire pour diminuer au maximum les risques sur l'environnement et sur la santé humaine. Ces règlements stricts peuvent créer la confiance et le consentement du public pour développer le gaz de schiste (Wang et al., 2014). C'est une occasion de fournir une source d'énergie moins chère et plus propre pour satisfaire la demande des consommateurs, et ainsi de contribuer à une croissance de l'industrie dans le futur.

Les défis fondamentaux que tous les pays qui veulent développer du gaz de schiste doivent surmonter sont les suivants.

La demande en eau est très forte

La production de gaz de schiste consomme un grand volume d'eau douce. La quantité d'eau nécessaire dans le processus de fracturation hydraulique dépend du type du gaz de schiste et des opérations de fracturation, comme la profondeur et la longueur du puits, les caractéristiques des fluides de fracturation, et la conception du travail de fracture.. La quantité d'eau nécessaire dans le processus de fracturation hydraulique dépend du type du gaz de schiste et des opérations de fracturation. La consommation d'eau va augmenter proportionnellement avec l'augmentation du nombre de puits et de la production de gaz de schiste. Certainement, avec la grande consommation d'eau, il y a des impacts significatifs sur le système local de l'eau, sur l'eau de surface et l'eau souterraine. La consommation d'eau est particulièrement importante dans les endroits où les conditions de sécheresse limitent souvent

strictement la disponibilité de l'eau et son usage (Richardson et al., 2013). Donc, le développement du gaz de schiste est très difficile dans des régions ou des pays qui manquent d'eau.

Le risque de pollution de l'eau souterraine et de l'eau de surface

La production de gaz de schiste sans de bonnes pratiques peut contaminer l'environnement. Les produits chimiques sont utilisés dans tous les processus de fracturation hydraulique pour exploiter le gaz de schiste. Les produits chimiques représentent de 0,5 à 2% des fluides de fracturation hydraulique, beaucoup d'entre eux sont cancérigènes et toxiques. Selon un rapport d'enquête sur les produits chimiques utilisés dans la fracturation hydraulique qui a été établi par la Chambre des Représentants américaine en 2011, parmi 2500 produits de fracturation hydraulique, plus de 650 sont des cancérogènes connus ou possibles pour l'homme (Wang et al., 2014). Une autre étude menée par Colbornetal a indiqué que plus de 75% des produits chimiques sur la liste peuvent affecter des systèmes et organes différents dans le corps ; plus de 50% des produits chimiques montrent des effets sur le cerveau et le système nerveux. Ces fluides sont injectés directement dans le sol et ils peuvent influencer des sources d'eau potable souterraines. En outre, les reflux et de l'eau récupérée lors d'opérations de fracturation pourraient contenir des matériaux des roches environnantes qui incluent des matières radioactives, des métaux lourds peuvent contaminer les eaux de surface (Stevens, 2012). Ceux-ci peuvent avoir un impact sur la santé humaine et la qualité de l'environnement s'ils ne sont pas traités et rejetés directement sur le sol ou dans les ruisseaux. La présence de ces produits chimiques génotoxiques et cancérogènes a attiré l'attention des pouvoirs publics dans différentes parties du monde.

Génération de gaz à effet de serre

Le gaz de schiste est un type de gaz naturel qui fournit une énergie plus propre que le charbon lorsqu'il est utilisé dans les centrales électriques (il émet 50% de dioxyde de carbone en moins). Cependant, dans le gaz de schiste, le principal composant est le méthane. Le gaz de schiste contient de plus de 90% de méthane qui peut contaminer l'eau et l'air. Bien que le temps de séjour du méthane dans l'atmosphère ne soit que de 12 ans contre 200 ans pour le gaz carbonique, il a un pouvoir de réchauffement global très élevé en comparaison du gaz carbonique : de l'ordre de 25 à 100 fois plus selon la durée considérée. Le potentiel de réchauffement global (PRG) de l'émission ponctuelle d'une tonne de méthane mesuré sur plusieurs périodes par rapport au PRG lié à l'émission ponctuelle d'une tonne de CO2 varie comme suit : 101 fois, 72 fois, 25 fois plus élevé que celui du CO2 pour respectivement une période de 5 ans, 20 ans et 100 ans.

Certains chercheurs ont soulevé des préoccupations quant à l'impact de l'augmentation rapide de la production de gaz de schiste sur la croissance de la quantité de méthane libérée par les émissions fugitives pendant le forage, la complétion, la production, le

transport et l'utilisation du gaz. Donc des fuites associées à des opérations de gaz de schiste pourraient être graves.

Le coût production du gaz de schiste et le prix du gaz naturel

L'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis est rentable si le prix du gaz naturel compense le coût d'exploitation. Le prix actuel du gaz naturel aux États-Unis est extrêmement bas, se pose donc la question de sa rentabilité. En 2013, les économistes estimaient que le coût marginal réel de production pouvait atteindre 4 à 5 dollars par MMBtu (EIA, 2013b). Le prix réel était d'environ 3 dollars par MMBtu en 2012 et plus de 4 dollars par MMBtu en 2013. Ce prix pourrait être inférieur au coût de production marginal à long terme du gaz de schiste. Les prix ont en effet fortement diminué du fait d'une production de gaz de schiste supérieure la demande intérieure. En outre, le cout du gaz aux États-Unis est probablement sous-estimé en raison des allègements et d'une réglementation insuffisante qui exempte le secteur de payer la dégradation de l'environnement associée au processus d'extraction. Les dommages potentiels pour l'environnement pourraient être plus importants encore, car ce prix artificiellement bas complique davantage, sur le plan financier, le développement de sources d'énergie plus propres, en particulier des énergies renouvelables (Kofod, 2013). Cette surabondance et le prix bas ont découragé la production de gaz supplémentaire, et entraîné le torchage du gaz dans le secteur pétrolier. De ce fait, certains producteurs gaziers sont en train de réduire leur production de même que leurs investissements dans les activités de développement du gaz de schiste.

D'autres considèrent que les estimations et les scénarios d'EIA sur le gaz de schiste sont trop optimistes (NETL, 2013). On pense que plusieurs gisements n'auront pas une rentabilité économique suffisante à moins que les prix du gaz naturel augmentent de manière significative ou que les coûts de forage et de complétion baissent notablement. D'autres opinions plus pessimistes estiment d'une part que les entreprises qui exploitent le gaz de schiste aux États-Unis ont minimisé publiquement les taux de déclin de production de leurs puits ainsi que leurs coûts réels, et d'autre part que l'attractivité économique des gaz de schiste à présent n'est pas représentative de la performance moyenne des gisements de gaz de schiste en général. En fait, la production de gaz de schiste aux États-Unis provenant des gisements principaux tels que Haynesville, Barnet, et Fayetteville est déjà en déclin depuis 2013, et les taux de déclin sont très élevés (voir la *figure 2.5: La production de gaz de schiste aux États-Unis* auparavant). Donc, il est nécessaire de poursuivre les investissements dans les forages pour augmenter la production. Cette décision dépend du niveau de coût de la production et du niveau de prix du gaz.

Le coût de production peut diminuer selon les progrès de la technologie, du management, mais le prix actuel du gaz sur le marché international est trop faible par rapport au coût de production du gaz de schiste, en particulier depuis la chute du prix du pétrole. Selon les données dans l'International Gas Report en décembre 2015 et en Janvier 2016, le prix du gaz à Henry Hub est très faible, il est d'environ 2,1 $/MMBtu. Le prix du GNL sur le marché du gaz Japonais est environ de 6,5 $/MMBtu; sur le marché européen le prix du gaz naturel au NBP est d'environ 5,5 $/MMBtu. Par rapport au prix du gaz naturel avant à la fin de 2014, le prix du gaz sur le marché en Europe et en Asie a chuté d'environ 3 fois. Le prix actuel est probablement inférieur au coût marginal de production à long terme du gaz de schiste.

Par conséquent, le prix actuel trop bas réduit l'intérêt des investisseurs pour le gaz de schiste. En fait, il y a beaucoup de producteurs de gaz qui ont réduit leur production et abandonné leurs investissements dans les activités de développement du gaz de schiste, y compris aux États-Unis et dans d'autres régions du monde. Certains ont même été menacés de faire faillite. Par exemple, depuis la fin de 2014, le nombre de nouveaux puits aux Etats–Unis a diminué très fortement en raison du nombre de plates-formes de forage gazières a également diminué fortement par rapport aux années antérieures. Selon le rapport de l'EIA, en Octobre 2014, le nombre de ces plates-formes aux États-Unis était de 350. Ce chiffre a diminué à environ 90 au milieu de 2016. Plusieurs producteurs de gaz tels que Chesapeake Energy, Cabot Oil and Gas ont annoncé des réductions de production. Selon le rapport d'investissement mondial de l'énergie en 2016 de l'AIE, une chute forte de 52% des investissements dans l'industrie du pétrole et du gaz de schiste aux Etats- Unis au cours des deux dernières années était due à l'impact de la baisse des prix du pétrole (IEA, 2016a). En dehors des États-Unis, plusieurs entreprises ont annoncé l'arrêt de leurs projets de gaz de schiste tels que Total qui a arrêté l'exploration du gaz de schiste au Danemark; ConocoPhilips qui s'est retiré des projets de gaz de schiste en Pologne.

Au contraire, lorsque le prix du gaz naturel est élevé, il attire davantage d'investissements dans ce secteur. Cependant, dans les projets de gaz de schiste, les investisseurs doivent mettre beaucoup plus d'argent que dans les projets de gaz conventionnels. De plus, le cycle de vie du puits du gaz de schiste est plus court que le puits de gaz conventionnel, et la production de gaz de schiste diminue rapidement après le pic de production. Il est donc nécessaire de poursuivre la fourniture de capitaux d'investissement pour maintenir la production. Si le prix du gaz est élevé, les clients en particulier dans le secteur de l'électricité, vont trouver d'autres énergies qui sont moins chères pour prendre la place du gaz telles que le charbon. Donc, l'investissement dans le gaz de schiste présente un niveau important de risque, d'incertitude et de difficulté.

Incertitude d'estimation des ressources de gaz de schiste

L'incertitude des estimations va impacter fortement l'avenir de l'industrie du gaz de schiste et la politique énergétique nationale. Par conséquent, le potentiel de production rentable des gaz de schiste est plus aléatoire encore. En dehors des États-Unis, les pays considérés comme détenteurs d'un potentiel significatif de ressources de gaz de schiste manquent d'estimations fiables sur les ressources techniquement récupérables et les ressources économiquement récupérables, donc ces ressources sont encore mal connues (voir l'analyse dans le part 2.1.2 au-dessus et les analyses des zones spécifiques dans les chapitre suivante). L'incertitude d'estimation des ressources de gaz de schiste est un grand obstacle dans les pays qui veulent développer leur gaz de schiste.

L'opposition de la population

Un aspect très important du développement du gaz de schiste est le « ***permis social*** » pour des activités dans ce domaine. Selon l'AIE, dans la publication « des règles d'or pour un âge d'or du gaz » en 2013, la nécessité de construire un « permis social d'exploitation » a été soulignée (IEA, 2012a). Donc l'absence d'acceptabilité sociale, voire l'hostilité de la majorité de la population au développement du gaz de schiste sera la restriction la plus grande dans l'avenir, en particulier dans les pays européens.

2.5. Les impacts de la révolution des gaz de schiste aux États-Unis sur les autres marchés du gaz naturel.

La révolution du gaz de schiste aux Etats- Unis a apporté les succès attendus. Elle influence le marché du gaz Nord-Américain mais aussi les marchés régionaux de l'Asie et de l'Europe. Cette influence s'exerce de manière indirecte et directe.

2.5.1. Le changement d'approvisionnement et le commerce mondial du gaz

Au début des années 2000, plusieurs analystes avaient prévu que les Etats–Unis seraient importateurs de gros volumes de GNL pour compenser le déficit estimé de la production intérieure (Yergin, 2014). Par conséquent, de nombreuses installations de regazéification ont été construites aux États-Unis (ou projetées) pour importer du GNL dans un avenir proche. Après 2005, la révolution américaine des gaz de schiste a bouleversé les prévisions d'importations en GNL des États-Unis. Avec la croissance rapide de la production de gaz de schiste le contexte du marché du gaz Nord-Américain a beaucoup changé, en particulier aux États-Unis. Grâce au gaz de schiste, les États-Unis sont devenus autonomes en gaz naturel et ont mis un terme aux importations de GNL. Plus d'une douzaine d'installations de réception de GNL sous-utilisées, construites aux États-Unis avant le boom de l'exploitation du gaz de schistes, peuvent être converties en centres d'exportation (Kofod, 2013). Avec un taux de croissance de la production de gaz de schiste important les États – Unis ont une surproduction de gaz naturel. Donc plusieurs scénarios prévoient que ce pays

pourrait devenir un grand exportateur de gaz naturel dans le monde dans un avenir proche (Bros, 2012). La révolution du gaz de schiste américaine peut potentiellement améliorer la sécurité énergétique d'autres régions.

Dans le même temps, les pays exportateurs tel que le Qatar se sont dotés de capacités de liquéfaction conséquentes afin d'approvisionner la demande américaine. Les États-Unis devenant autosuffisant, cette production a été exportée vers les autres marchés régionaux (Asie et Europe principalement). Les importateurs en Asie et en Europe ont bénéficié de ce changement.

La production de gaz de schiste ajoute de grandes quantités de gaz sur le marché international. Aujourd'hui, la réalisation commerciale des ressources de gaz de schiste a créé des opportunités de développement du GNL, en particulier dans la zone Asiatique. La production de gaz domestique américaine augmentant rapidement, les importations américaines de GNL qui risquent d'être fortement réduites à l'avenir. Plus encore, les États-Unis ont transformé une partie des usines de regazéification en usine de liquéfaction afin d'exporter du GNL. Avec un prix actuel du gaz naturel aux États-Unis extrêmement bas les firmes énergétiques sont incitées en Amérique du nord à rechercher des marchés plus rentables à l'étranger, où le prix du gaz naturel est considérablement plus élevé. L'Amérique du Nord va devenir un grand fournisseur de gaz naturel dans le monde. Les exportations de GNL pourraient être de plus de 60 Gm3 dès 2020. Grâce à l'exportation d'excédent de gaz naturel américain sous la forme de GNL, le marché du gaz international sera pratiqué sous la forme d'échanges multiples. La révolution des gaz de schiste a eu des conséquences sur la dynamique du marché européen et asiatique, même si les exportations américaines ne se sont pas matérialisées, une quantité importante de GNL non-contractualisée s'est trouvée disponible sur le deux marchés.

2.5.2. L'impact sur le prix du gaz au niveau international

Les impacts globaux du développement des gaz de schiste aux États-Unis ont été importants. Une grande partie de la nouvelle capacité mondiale de GNL a été développée grâce aux États-Unis. En fonction des prix en Asie et en Europe, ces exportations devraient être orientées principalement vers l'un ou l'autre de ces deux marchés. En Europe, elles pourraient concurrencer les fournisseurs traditionnels Russie, Algérie, Norvège et Qatar (Yergin, 2014) (Medlock III, 2011a). Le boom du gaz de schiste aux États-Unis a créé une pression à la baisse sur le prix du gaz sur les autres marchés. Les compagnies des pays importateurs de gaz naturel en Asie ou en Europe peuvent renégocier avec les grands pays exportateurs de gaz pour changer les clauses des contrats, en particulier les clauses de prix. Par exemple, en Europe, la conjonction entre la baisse de la demande gazière européenne, et l'arrivé sur le marché spot du GNL initialement prévu pour les États-Unis, a entraîné un différentiel de prix important entre le prix spot et le prix des contrats de long terme indexés

aux cours pétroliers (Stern, 2014). Il s'en est suivi des renégociations initiées par les parti-prenantes européennes avec les compagnies des pays fournisseurs, Statoil, Gazprom et la Sonatrach. Statoil a accepté la renégociation des contrats et la modification de la formule d'indexation des prix. Il s'est agit d'intégrer dans cette formule une référence au prix spot. Gazprom et la Sonatrach ont privilégié le maintien de la formule d'indexation des prix, tout en acceptant de revoir à la baisse le prix de base et de payer des compensations rétroactives à leurs clients (Asche et al., 2012).

Grâce aux gaz non-conventionnels, spécialement le gaz de schiste, les conditions de l'approvisionnement en Amérique du Nord ont changé, en particulier le prix du gaz naturel. L'abondance du gaz de schiste en Amérique du Nord a dans un premier temps eu tendance à maintenir les prix bas sur le Henry Hub par rapport à d'autres marchés spots justifiant des hypothèses élevées d'exportation de GNL des États-Unis notamment vers l'Asie. Mais depuis l'année 2016, les prix spots du marché asiatique et du marché européen ne sont pas suffisants pour garantir la rentabilité des exportations de GNL américain. Cette rentabilité reste incertaine fonction de l'évolution des prix sur le Henry Hub mais aussi du prix spot européen et asiatique.

2.5.3. L'incitation au développement des gaz de schiste au niveau mondial

Le développement du gaz de schiste aux États-Unis a apporté beaucoup d'impacts considérables en termes économiques, géopolitiques, politiques d'énergies et climatiques. Il y a une croissance d'intérêt pour la ressource domestique de gaz de schiste dans d'autres parties du monde, en particulier dans des pays en Asie comme la Chine, l'Inde et aussi dans les pays européens comme la Pologne, l'Angleterre. Ces pays espèrent beaucoup de l'exploitation du gaz de schiste qui leur donnerait une plus grande autonomie énergétique (Papon, 2014). En particulier la Chine qui est le premier pays pour ses réserves de gaz non-conventionnel dans le monde et le gouvernement chinois a des politiques pour encourager le développement du gaz de schiste. L'expérience acquise en Amérique du Nord pourrait s'appliquer dans des régions ou pays qui veulent développer le gaz de schiste (Medlock III, 2011a). Par exemple, la Chine constatant la vitesse et l'ampleur du développement du gaz de schiste aux États–Unis, a accordé une grande priorité au développement de ses ressources. La Chine désire remplacer le charbon par le gaz naturel dans la production d'électricité pour diminuer le mécontentement du public, la pollution de l'air urbain et les problèmes de santé (Yergin, 2014).

En dehors des impacts ci-dessus, le développement du gaz de schiste Nord-Américain a créé également plus d'opportunités pour les compagnies pétrolières nationales (NOC) des pays d'Asie, en particulier les NOC de la Chine, pour investir dans les gisements de gaz à l'étranger. Ceci était effectivement très difficile auparavant car les meilleurs potentiels de ressources de gaz et pétrole étaient entre les mains des grandes sociétés pétrolières internationales (IOC). Néanmoins, quand le boom du gaz et du pétrole de schiste survient aux

États –Unis, les sociétés Américaines et les autres sociétés pétrolières ont vendu leurs actifs à l'étranger pour investir dans les gisements de gaz et pétrole de schiste aux États – Unis. Ceci a été une opportunité pour les NOC d'investir dans le secteur amont dans les projets de pétrole et gaz à l'étranger, et de participer au développement des projets du gaz de schiste aux États-Unis. Par exemple, entre 2010 et 2013, les NOC de la Chine ont dépensé plus de 10 milliards de dollars pour acquérir des actifs en amont aux États-Unis, dont la plupart ont été dépensés sur des projets concernant le gaz de schiste (Downs, 2013). Selon un article du Wall Street Journal, les NOC de la Chine ont dépensé plus d'argent pour acquérir des actifs en Amérique du Nord que dans toute autre région du monde depuis 2008 (Gold et Dawson, 2013).

2.6. Conclusion du chapitre

Le succès des États-Unis en matière de développement du gaz non-conventionnel, dans la décennie récente, a été l'objet de nombreux débats, de controverses aux États-Unis et partout dans le monde. De nombreux acteurs se sont prononcés en faveur du développement du gaz de schiste en raison des caractéristiques de cette énergie. C'est une énergie plus propre, générant moins d'émission de CO2 par rapport à d'autres énergies fossiles traditionnelles comme le charbon et les produits du pétrole. Le gaz de schiste est la source de gaz supplémentaire importante quand le gaz conventionnel est en train de s'épuiser. Il peut donc jouer un rôle majeur en matière de la sécurité énergétique dans l'avenir.

Par contre, il y a également beaucoup de doutes, un manque de confiance, voire une opposition forte au développement du gaz de schiste. La problématique du gaz de schiste est complexe et les impacts ne sont que partiellement connus. Les estimations des ressources en gaz de schiste sont très variables et incertaines. Les causes principales de l'opposition sont liées aux impacts négatifs du développement du gaz de schiste sur le plan environnemental et social, sur l'approvisionnement en eau et les rejets d'eaux usées, sur la qualité de l'air par le gaz à effet de serre, les impacts sur la santé de la population… Donc, il nécessitera de nombreuses études pour approfondir ces aspects avant toute décision de développement du gaz de schiste dans de nombreuses régions et dans les pays qui possèdent et veulent développer ces ressources.

Le succès de « la révolution » du gaz de schiste aux États-Unis est une grande expérience pour d'autres pays qui veulent développer cette ressource. Grâce au gaz de schiste, les États-Unis sont devenus le plus grand producteur de gaz naturel dans le monde et sont autonomes pour leur approvisionnement en gaz naturel. Le boom du gaz de schiste aux États-Unis a déjà conduit à des avantages économiques notables. L'économie américaine est en train de réaliser des bénéficies significatifs tels que la création d'emplois, la croissance, l'amélioration de la balance commerciale, l'augmentation des recettes fiscales, la reprise et la croissance de la compétitivité des industries qui consomment beaucoup de gaz naturel.

Cependant, le développement du gaz de schiste est confronté à de nombreux obstacles et défis. L'impact du développement du gaz de schiste sur l'environnement peut être très sérieux. Aussi, le développement du gaz de schiste a créé beaucoup d'inquiétudes dans le public, le pourcentage des opposants a nettement progressé. Donc l'absence d'acceptabilité sociale, voire l'hostilité de la majorité de la population au développement du gaz de schiste, seraient des facteurs restrictifs pour l'avenir.

Bien qu'il soit difficile d'identifier toutes les conditions nécessaires pour développer le gaz de schiste, les expériences des États-Unis apparaissent particulièrement instructives pour les autres pays. Ce chapitre a montré les conditions fondamentales qui ont permis le développement sur grande échelle du gaz de schiste aux États-Unis. Il permet d'identifier les contraintes que les pays qui veulent développer du gaz de schiste doivent surmonter.

CHAPITRE 3: ANALYSE CRITIQUE DES DETERMINANTS DU DEVELOPPEMENT DES GAZ DE SCHISTE DANS LE CONTEXTE EUROPEEN

Introduction

L'Europe est un des plus grands marchés du gaz naturel dans le monde, et il est également le plus grand marché d'importations du gaz naturel. Le gaz naturel joue un rôle important dans les mix énergétiques de l'Europe. En 2013, il représente environ 23% de la consommation d'énergie primaire (Eurogas, 2014). Selon la stratégie énergétique de l'Union Européenne (UE) sur la Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050, en 2011 l'UE a fixé son objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95% par rapport aux niveaux de 1990 d'ici à 2050. Il s'agit des réductions à réaliser collectivement par les pays développés (EC, 2011). Bien que la part des sources d'énergie renouvelables augmente considérablement dans tous les scénarios le gaz naturel joue (et pourrait encore à moyen terme jouer) un rôle essentiel dans la transformation du système énergétique européen.

Cependant, comme nous l'avons indiqué dans le chapitre 1, la production domestique de gaz conventionnel dans les pays européens est très faible, et compte tenu des réserves elle est appelée à diminuer rapidement. Dès lors pour assurer ses besoins en gaz naturel, les importations devraient croître alors qu'elles sont déjà importantes et augmenter la dépendance aux importations de l'UE.

Dans ce contexte, le développement des gaz de schiste est rapidement apparu dans la littérature consacrée à ce sujet comme un moyen de répondre aux problèmes posés par cette dépendance extérieure. L'Europe détiendrait un potentiel important de gaz de schistes même si celui-ci reste à confirmer. Il permettrait d'envisager une production significative permettant de compenser au moins pour partie la baisse de la production domestique, et ainsi de réduire sa dépendance aux importations de gaz. Certains pays de l'UE envisagent ainsi plus particulièrement de développer cette ressource. Il s'agit de la Pologne, et du Royaume-Uni. Mais de fortes controverses existent dans d'autres pays sur l'opportunité d'un tel développement.

L'objectif de ce chapitre est d'évaluer si les conditions nécessaires au développement des gaz de schistes en Europe sont réunies. Pour ce faire nous reprendrons systématiquement les facteurs qui ont permis leur développement aux USA afin de d'apprécier si les conditions nécessaires sont réunies en Europe pour un développement sur grande échelle des gaz de schistes. Nous montrerons ainsi que le développement du gaz de schiste en Europe reste encore marquée par de grandes incertitudes. Celles-ci portent autant sur les conditions géologiques que les facteurs institutionnels, organisationnels et industriels. Le développement des gaz de schiste ne devrait ainsi pas fondamentalement changer la position d'importateur de l'UE qui restera de ce point de vue en concurrence avec l'Asie.

3.1. Les perspectives du marché du gaz naturel en Europe : un niveau de consommation encore incertain

Comme nous l'avons présenté dans le chapitre 1, le marché du gaz naturel en Europe est un grand marché, cependant la plupart du gaz consommé en Europe est importé par des gazoducs ou sous forme de GNL. La dépendance de l'Europe vis-à-vis des approvisionnements extérieurs est de plus en plus forte, en particulier la dépendance vis-à-vis du gaz russe. Dans les dernières années, la production domestique de gaz naturel dans les pays européens a eu tendance à décliner rapidement. En outre, la récente crise politique en Ukraine a influencé le marché du gaz naturel en Europe. D'autres facteurs comme le boom du gaz de schiste aux États-Unis, la chute des prix du brut depuis la fin d'année 2014 influencent le marché en Europe. Donc, l'Europe de l'énergie en général et le marché du gaz naturel en particulier doivent faire face à de nombreux défis pour réussir la transition énergétique, préserver leur compétitivité et leur sécurité d'approvisionnement. Ceci est analysé par diverses études dans le domaine énergétique comme l'AIE, l'Oxford Institute for Energy Studies …, qui soulignent que les perspectives en matière de sécurité énergétique sont de plus en plus incertaines.

Il y a beaucoup de facteurs qui influent sur le marché du gaz naturel en Europe dans le futur. L'évolution du marché européen dépend des caractéristiques des pays européens comme les ressources domestiques, les contrats d'approvisionnement, les politiques énergétiques et l'environnement, les mécanismes financiers, l'impôt, les variations du prix du pétrole brut dans le monde, les problèmes de politique entre les pays européens et les pays fournisseurs – en particulier avec la Russie. Cependant, selon l'étude d'Anouk Honoré, il y a des facteurs prioritaires qui vont influencer fortement la demande de gaz en Europe dans l'avenir. Ce sont la croissance économique de l'Europe, les prix du gaz naturel et la politique énergétique qui va se concentrer sur les énergies renouvelables et les objectifs de CO2 (Honoré, 2014). Les combustibles fossiles tels que le pétrole, le gaz et le charbon, sont encore les sources d'énergie les plus importantes en Europe, correspondant à environ plus de 75% de la consommation intérieure brute en 2010. Bien que le soutien du gouvernement fera en sorte que les sources d'énergie alternatives comme les énergies renouvelables contribueront de plus en plus à l'approvisionnement total en énergie, les hydrocarbures devraient largement dominer le mix énergétique européen jusqu'à 2030 au moins (Pearson et al, 2012).

Il existe différentes estimations de la demande de gaz naturel en Europe. Malgré une diminution de la production domestique et de la consommation du gaz naturel en Europe dans les dernières années, plusieurs estimations indiquent que la demande de gaz naturel en Europe va reprendre sa croissance dans l'avenir. En particulier à court terme, d'ici à 2020, l'Europe aura besoin de plus de gaz naturel pour réaliser les objectifs des politiques énergétiques. Selon les estimations de la Commission Européenne, l'Europe veut créer une économie compétitive

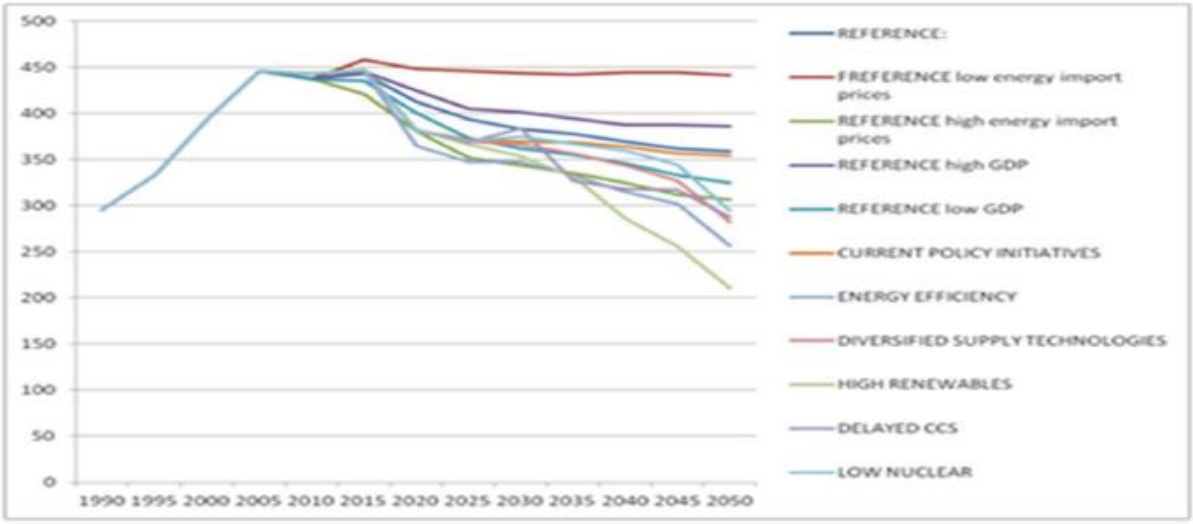
et à faible émission de carbone. Les “Objectifs 20-20-20” du paquet climat et énergie de l’Union Européenne en 2007 ont fixé trois objectifs principaux (Goldthau, 2013). Ce sont:

- Une réduction de 20% des gaz à effet de serre de l’Europe par rapport aux niveaux de 1990;
- Une augmentation dans une proportion de 20% des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l’Europe à horizon 2020 ;
- Une amélioration de l'efficacité énergétique de l'UE de 20% d'ici à 2020.

Au-delà de 2020, dans la Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 de la Commission Européenne en 2011, l’UE a décidé de réduire ses émissions de 40% d’ici à 2030, 60 % d'ici à 2040, et 80 % en 2050 par rapport aux niveaux de 1990 (Commission Européenne, 2011). Cet engagement a renforcé la contribution du gaz naturel et plus particulièrement des énergies renouvelables dans tous les scenarios. L’UE a défini un objectif pour les énergies renouvelables d’au moins 27% de la consommation d’énergie en 2030. Et dans tous les scenarios de décarbonisation, les énergies renouvelables sont l’élément important, avec une part d’au moins 55% de la consommation finale brute d'énergie de l’Europe en 2050 (Honoré, 2014).

Selon les scenarios de la Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050, le rôle du gaz reste limité dans tous les scenarios de décarbonisation (voir la figure 3.1). Le gaz reste utile pendant la phase de transition, mais la consommation de gaz chute dans pratiquement tous les scénarios sauf le scénario où le prix de l'énergie à l'importation s’effondre. Le déclin du gaz naturel est plus important dans les scénarios de décarbonisation après 2030. En particulier, dans le scénario avec des énergies renouvelables élevées, le gaz naturel va diminuer de 43% d’ici à 2050 (Honoré, 2014).

Figure 3.1 : Les scénarios de consommation du gaz naturel en Europe dans la Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050.

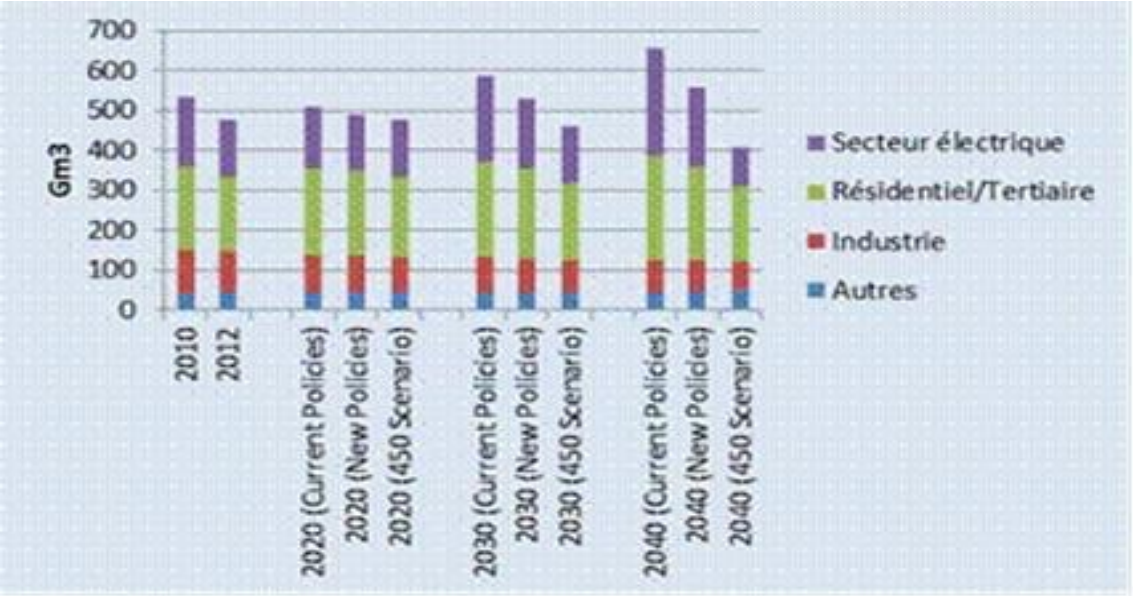


Source: European Commission, Energy Roadmap 2050; Honoré, 2014.

Evidemment, les estimations dans les scénarios de l'AIE et de la Commission Européenne sur les perspectives de la consommation du gaz sont encore incertaines. Alors que le nouveau cadre énergie-climat 2030 est en train de se mettre en place, les incertitudes réglementaires qui pèsent encore sur le secteur électrique européen rendent difficiles les prévisions de consommation de gaz du secteur, et donc celles de la demande européenne totale. L'incertitude du marché du gaz naturel en Europe a été illustrée par les scénarios de l'AIE. Alors que la demande mondiale de gaz s'accroît et que celui-ci deviendra la deuxième source d'énergie d'ici à 2040 dans tous les scénarios, y compris le «*Current Policies scenario*», le «*New Policies scenario*», et le «*450 scenario*», les projections en Europe sont beaucoup plus mitigées et comportent une large fourchette de fluctuation.

L'AIE souligne deux incertitudes majeures qui pourraient réduire la demande de gaz européenne : une mise en œuvre incomplète du paquet énergie-climat 2030 et les mesures potentielles prises à l'encontre de la Russie afin de réduire la dépendance vis-à-vis du gaz russe (Aoun et Cornot-Gandolphe, 2015). Dans le *New Policies scenario,* la consommation de gaz de l'UE ne retrouve son niveau de 2010 qu'en 2035, le gaz assure 30% de la demande énergétique de l'UE en 2040 - supérieure de 4,4 % seulement à celle de 2010. Dans le «450 scenario», la consommation de gaz en Europe représentera 24% de la consommation énergétique totale Européenne, ce qui correspond à un niveau inférieur de 24% à celui de 2010. Dans le «*Current Policies scenario*», le gaz représentera 33% de la consommation totale d'énergie de l'UE, soit un niveau supérieur de 23 % à celui de 2010 (IEA, 2014). La principale différence entre les scénarios provient de la demande de gaz du secteur électrique, et dans une moindre mesure, de celle du secteur résidentiel/commercial.

Figure 3.2 : Demande de gaz naturel en Europe selon les différents secteurs et scénarios.

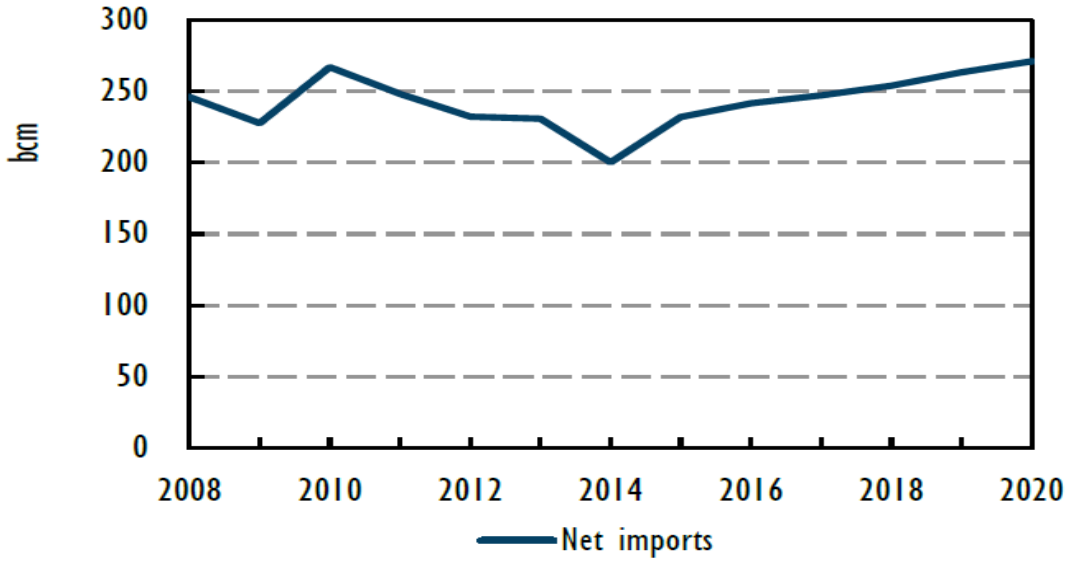


Source : WEO 2014, Aoun et Cornot-Gandolphe, 2015

Selon l'estimation de l'AIE, dans l'avenir, la demande de gaz naturel globale va continuer à augmenter avec un taux moyen annuel de 2% dans la période 2014 à 2020. Dans cette période, la demande de gaz en Europe va augmenter d'environ 1,5% par an. Selon le *World Energy Outlook* 2013 de l'Agence internationale de l'Énergie, la demande de gaz devrait passer à 48 % à l'horizon 2035 (IEA, 2013b). Selon d'autres estimations de l'AIE en 2012, le marché du gaz naturel en Europe pourrait atteindre 618 Gm^3 en 2035 (IEA, 2012c). Cependant, les estimations de l'AIE sur le marché européen peuvent changer rapidement en fonction d'une croissance économique plus faible et d'hypothèses plus prudentes dans le secteur de l'électricité. De même, le développement du gaz de schiste aux États-Unis dans les années récentes et la chute rapide du prix du pétrole brut à la fin de l'année 2014 jusqu'à maintenant pourraient changer les estimations de la demande de gaz sur le marché européen.

Dans le même temps, selon des experts, la production du gaz en Europe va continuer sur une tendance à la baisse au cours des prochaines années. Elle devrait baisser de 27 Gm^3 entre 2014 et 2020, la production des pays européens sera inférieure de 25% à son niveau de 2010 (IEA, 2015c). Le marché européen aura besoin d'augmenter les importations de gaz pour compenser la réduction substantielle de la production indigène des producteurs traditionnels, notamment les Pays–Bas et le Royaume-Uni. Environ 70% de l'augmentation des importations nettes compensera la baisse de la production domestique.

Figure 3.3 : Balance commerciale du gaz naturel en Europe 2008 – 2020.



Source :IEA, 2015c

Selon l'estimation de l'AIE en 2015, les besoins d'importation du gaz vont augmenter de 70 Gm^3 d'ici à 2020. Cependant, l'Europe dispose d'options afin de répondre à ses besoins d'importation accrus ainsi que pour diminuer la dépendance vis-à-vis de la Russie. D'abord, l'Europe peut augmenter la production domestique grâce au développement de son potentiel en gaz de schiste. Néanmoins, à présent, le développement du gaz de schiste en Europe

rencontre plusieurs défis : En raison de la chute du prix du pétrole brut, de même que des résultats décevants dans les processus d'exploration et d'évaluation du potentiel de gaz de schistes, et aussi de l'augmentation de l'hostilité du public, l'intérêt initial de sociétés pour le gaz de schiste s'est évaporé rapidement. Ceci est constaté même dans les pays où les gouvernements ont montré leur soutien, tels que la Pologne et la Roumanie. Ainsi, la plupart des grandes compagnies pétrolières ont déclaré forfait sur des projets de gaz de schiste dans des pays européens, ce qui rend les perspectives du gaz de schistes en Europe très incertaines (voir partie suivante).

La seconde option, c'est le tournant vers le GNL. Le GNL assure un rôle important dans la sécurité et la diversification de l'approvisionnement. Il permet d'éviter les risques d'approvisionnement liés au transport et au transit du gaz par gazoduc. Théoriquement, l'Europe dispose actuellement d'une capacité de réception de GNL suffisante pour remplacer les flux russes en cas de rupture d'approvisionnement. Avec de grandes quantités d'approvisionnements disponibles en GNL à bas prix comme à présent, les besoins croissants d'importation de l'Europe à court terme pourraient être satisfaits par les exportateurs de GNL. Selon l'AIE, les volumes de GNL importés en Europe pourraient doubler d'ici à 2020 et atteindre 90 Gm^3 (IEA, 2015c). Ainsi, depuis la montée des préoccupations sur l'approvisionnement russe, les pays du centre et du sud-est de l'UE ainsi que les pays baltes, fortement ou totalement dépendants du gaz russe, recherchent de nouvelles sources d'approvisionnement disponibles. Certains pays ont décidé de se doter de terminaux flottants de réception du GNL, tels que la Lituanie, l'Estonie, la Finlande (Aoun et Cornot-Gandolphe, 2015). Néanmoins, selon l'AIE, il y a beaucoup de risques dans cet approvisionnement, car les importateurs européens devront concurrencer sévèrement les importateurs asiatiques.

D'ailleurs, l'Europe peut trouver d'autres sources pour compléter son approvisionnement en provenance des pays qui ont un grand potentiel de gaz conventionnel comme le Turkménistan, l'Azerbaïdjan, l'Iran et l'Irak. Cependant, le développement de ces ressources reste sujet à de nombreuses incertitudes géopolitiques et économiques. De plus l'Europe est en compétition avec les acheteurs asiatiques. D'autres volumes supplémentaires pourraient venir d'Afrique du Nord, mais selon les évaluations des experts, ces ressources supplémentaires resteraient limitées et ne seraient pas suffisantes pour satisfaire la demande de gaz en Europe. Par conséquent, le marché du gaz naturel en Europe est encore dépendant du gaz importé de Russie à court, moyen et long termes.

3.2. Perspectives et potentiel de développement des ressources de gaz de schistes en Europe.

On estime que dans les 20 à 30 prochaines années, quand la production domestique de gaz en Europe baissera fortement, environ 70 à 80% de sa demande énergétique devra être satisfaite par des importations. De même, selon le *Joint Research Center* (JRC), il est estimé

dans le cadre du *best-case scenario* relatif au développement des gaz non-conventionnels, que ce taux demeurerait aux alentours de 60% (Pearson et al, 2012). Ce problème génère beaucoup de préoccupations sur la sécurité énergétique parce que l'Europe est dépendante fortement des exportateurs à l'étranger, notamment de la Russie. Les succès de la révolution du gaz de schiste aux États – Unis ont suscité l'intérêt des pays européens pour développer cette ressource. Ainsi plusieurs pays ont commencé à s'orienter vers le gaz non-conventionnel, en particulier le gaz de schistes. Il semble qu'à la lumière des enjeux de sécurité d'approvisionnement, le développement de nouvelles ressources de gaz indigène pourrait représenter une proposition attrayante.

Avec l'existence de gisements potentiellement importants de gaz de schiste en Europe, notamment en France, en Pologne, et au Royaume-Uni, on espère qu'il y aura d'autres 'révolution' du gaz de schiste possibles en Europe (Saussay, 2014). Le gaz de schiste peut offrir une sécurité d'approvisionnement et plusieurs avantages nouveaux des pays de l'Union Européenne. Il va aider à augmenter les niveaux de production domestique. Il va aider également le gaz naturel à devenir moins cher et plus facilement disponible sur le marché européen. Le gaz de schiste pourrait plus facilement permettre à l'Europe de répondre à ses besoins d'énergie dans le futur. Cependant, est-ce que l'Europe pourrait développer du gaz de schiste ? Et est-ce qu'il y aurait un boom de la production de gaz de schiste en Europe ? Il est difficile de répondre à ces questions. Même la Commission Européenne a indiqué que la production de gaz de schiste ne rendra pas l'Europe auto-suffisante en gaz naturel (Kofod, 2013).

L'Europe est dotée de ressources potentielles de gaz non-conventionnels significatives. La première étude sur le gaz non-conventionnel en Europe a été réalisée par Rogner en 1997. Il a estimé que les ressources en place du gaz non-conventionnel en Europe sont environ de 34,7Tm^3, dont le gaz de schiste représente soit 15,5 Tm^3 (Rogner, 1997). L'Europe se classe à l'extrémité inférieure du potentiel global des ressources non-conventionnelles, avec seulement 4% du total mondial. Après Rogne, plusieurs organisations et des scientifiques ont publié leurs estimations sur les ressources en gaz de schistes de l'Europe comme WoodMacKenzie, Cambridge Energy Research Associates (CERA), le Département américain de l'Énergie, les instituts nationaux de géologie tels qu'en Pologne, Allemagne, Royaume-Uni etc. Toutefois, les résultats estimés sont très diffèrent selon les études considérées. Par exemple, les ressources techniquement récupérables de gaz de schistes ont été estimées par l'EIA américaine en 2011 et réévaluées en 2013 à 18,1 Tm^3 et 16,9 Tm^3 respectivement (EIA, 2011a) (EIA, 2013a). WoodMacKenzie a estimé les volumes techniquement récupérables de gaz de schistes en Europe dans une fourchette de 4 à 6 Tm^3, tandis que le CERA l'a estimé dans une fourchette de 3 à 12 Tm^3….(Weijermars, 2013). Nous pouvons voir les principales estimations des ressources de gaz de schiste en Europe dans le tableau 3.1 ci-dessous.

Tableau 3.1 : Estimations du gaz de schistes en Europe.

Source	***Pays/région***	Ressources en place *Tm^3*		
Rogner,1997	Europe de l'Ouest	14,4		
	Europe centrale et de l'Est	1,1		
		Ressources techniquement récupérables *(Tm^3)*		
EIA 2011	Europe	18,1		
EIA 2013	Europe	16,9		
Wood Mackenzie, 2009	Europe	4,2 - 5,6		
CERA (Cambridge Energy Research Associates), 2009	Europe	3-12		
Christophe Mc Glade, 2012	Europe	15,9		
JRC, 2012	Europe	Basse	Moyenne	Haute
		2,3	8,9	17,6

Source: Pearson et al., 2012;McGlade et al., 2013b; Rogner, 1997; EIA, 2011a; EIA, 2013a

Les bassins de gaz de schistes en Europe se répartissent dans beaucoup des pays membres (voir tableau 3.2). Dans le Nord de l'Europe, nous pouvons trouver du gaz de schistes dans le Bassin de Scandinavie, comprenant le Danemark, la Norvège, la Suède. Dans l'Ouest de l'Europe, les bassins de gaz de schistes se concentrent en France et en Allemagne. La Pologne, la Roumanie, la Hongrie regroupent les bassins à l'Est de l'Europe, et au Sud ce sont les régions autonomes du Pays basque et de l'Aragon en Espagne. Selon l'EIA, le volume des réserves techniquement récupérables de gaz de schistes en Europe s'élèvent à plus de 13Tm^3, réparties au sein d'une douzaine d'États-membres, notamment en France, Pologne, Royaume-Uni, Pays-Bas, Suède, Danemark, Lituanie et Bulgarie. Mais ces estimations sont fondées sur des calculs analogues simples et restent imprécises. Elles doivent donc être prises en compte avec prudence. Seules des données acquises au cours de forages exploratoires permettront de préciser les ressources disponibles.

En effet, la seule évaluation globale existante est celle de l'EIA, déjà évoquée plus haut, qui se base sur des données géologiques des sols et non sur des explorations. Sa fiabilité est aujourd'hui mise en doute par nombre d'acteurs (Institut Thomas More, 2013). Les évaluations sont très incertaines pour les régions qui n'ont pas connu d'exploitations ou d'explorations antérieures d'hydrocarbures conventionnels. Quant au coefficient de récupération, il peut être fortement surestimé ou sous-estimé (Dessus, 2014). Voire, il y a une tendance générale à réduire les estimations des ressources techniquement récupérables (Stevens, 2012). Les cas de la Pologne et du Royaume-Uni en sont un exemple.

Tableau 3.2 : Estimations et localisations du gaz de schiste dans les pays européens.

Pays	Gaz potentiellement présent (milliards de m3)		Ressources techniquement récupérables (milliards de m3)		Localisation des ressources de gaz de schiste
	Source EIA-2013	Autres sources	Source EIA-2013	Autres sources	
Allemagne	2 264	6 – 22,6	481	0,7-2,268	Bassin de la Mer du Nord (Posidonia, Namurian, Wealden Shales)
Bulgarie	1 868	-	478	-	Bassin des Carpates- Balkans
Danemark	4 500		906		Bassin Scandinavie (Alum, Bowland, Liassic Shales)
Espagne	1 189	185	226		Bassin du Pays basque-Cantabrie
France	20 574		3 877		Bassin de Paris Bassin du Sud-Est
Hongrie	-	-	528		Bassin de Pannonie- Transylvanie
Italie	-	8,75	-	4,5	Bassin de Ribolla
Lituanie	113	600 - 900		60-90	Bassin de la baltique Nord
Norvège	9 430				Bassin Scandinavie (Alum, Bowland, Liassic Shales)
Pays-Bas	4 273	-	736	70 – 400	Bassin de la Mer du Nord (Posidonia, Namurian, Wealden Shales)
Pologne	21 593	346 – 1 900	4 188	350-770	Bassin de Lublin Bassin baltique Dépression Podlasie
Royaume-Uni	3 792	5 735-37 600	736	150	Bassin du Système pétrolier du Nord Bassin du Système pétrolier du Sud (Bowland, Liassic Shales)
Roumanie	6 594		1 443		Bassin des Carpates- Balkans Bassin de Pannonie- Transylvanie
Suède	1 387		283		Bassin Scandinavie (Alum, Bowland, Liassic Shales)

Source : Institut Thomas More, 2013

Par exemple en Pologne, alors que le rapport 2011 de l'EIA a estimé à 5 300 Gm^3 les ressources techniquement récupérables, réduites à 4 200 milliards de mètres cubes en 2013. Le Polist Géologique Institute les a évaluées sur la base de ses connaissances locales et les a revues en forte baisse. Il les estime à entre 350 et 770 Gm^3 (une réduction d'environ un dixième des estimations initiales) (Polish Geological Institute, 2012). Au Royaume-Uni, l'agence américaine évoque 736 Gm^3 techniquement récupérables alors que le British Géological Institute estimait en 2011 les mêmes ressources à seulement 150 Gm^3 (British Geological Institute, 2011). D'autres estimations du British Geological Survey (BGS) publiées en juin 2013 ont indiqué que le seul bassin Bowland au nord de l'Angleterre, renfermerait 38 000 Gm^3 de gaz de schistes, soit dix fois plus que l'estimation de l'EIA. Même si seulement 10 % pouvaient être exploités, cela resterait suffisant pour fournir quarante années de consommation de gaz à l'ensemble du pays (Cornot-Gandolphe, 2014a). Ces estimations ne semblent pas fiables et il faudra attendre les premiers forages pour les vérifier, mais elles font rêver le gouvernement britannique, qui œuvre de toutes ses forces pour débloquer la situation. Selon de nouvelles études géologiques, une partie des ressources

de gaz non-conventionnels dans les pays européens ont été réduites comme en Pologne et en France ; mais d'autres ont été considérablement augmentées comme au Royaume-Uni, en Allemagne, en Roumanie, en Bulgarie, en Espagne et aux Pays-Bas.

Tableau 3.3 : Ressources techniquement récupérables de gaz de schistes et réserves prouvées de gaz conventionnel des pays en Europe.

Pays	**Réserves prouvées (Gm^3)**	**Ressources techniquement récupérables (Gm^3)**	**Ressources techniquement récupérables (Gm^3)**
	Gaz conventionnel	Gaz de schiste (EIA 2011)	Gaz de schiste (EIA 2013)
Pologne	99	5 292	4 190
France	10	5 097	3 880
Roumanie	295		1 444
Danemark	132	650	900
Royaume-Uni	531	566	740
Pays - Bas	1 327	480	740
Bulgarie	5		481
Allemagne	169	226	480
Suède	0	1 160	280
Autres	222		175
Total Europe	2 790		13 310

Source : BP, EIA 2011 ; EIA 2013

Depuis l'évaluation initiale de l'EIA en 2011 pour définir le potentiel de ressources de pétrole et gaz de schistes, plusieurs pays d'Europe orientale ont commencé à prospecter sur leur potentiel de ressources en gaz et pétrole de schistes. Les compagnies pétrolières et gazières internationales telles que Chevron et Shell ont négocié des licences d'exploration des schistes en Bulgarie, en Roumanie et en Pologne. Les pays d'Europe de l'Est adoptent des approches différentes pour l'exploration des schistes. L'évaluation des ressources de schistes est considérée comme étant en cours en Ukraine, en Roumanie et en Bulgarie, mais aucune évaluation officielle n'a encore été publiée, et aucun test de production n'a eu lieu (EIA, 2013a).

Selon les données dans le tableau 3.3, la plupart des pays en Europe - sauf les Pays-Bas, ont des ressources de gaz de schistes plus grandes par rapport au gaz conventionnel. Par exemple, l'ampleur des premières estimations par l'EIA en 2011 des ressources techniquement récupérables de gaz de schistes en Pologne est environ de 5 300 Gm^3, soit plus de 300 ans de consommation actuelle de ce pays. Celles-ci laissaient augurer que la Pologne pourrait autonome et même devenir un exportateur de gaz (Cornot-Gandolphe, 2014a).

Les gaz de schistes peuvent contribuer à la sécurité et la diversité de l'approvisionnement gazier européen grâce à l'accroissement de l'offre domestique. Ils permettraient également de compenser le déclin de la production européenne de gaz

conventionnel. Selon le World Energy Outlook 2013 de l'AIE dans le *New Policies Scenario*, la production de gaz de schistes en Europe pourrait atteindre 20 Gm^3 en 2035, soit 19 % de la production gazière de la zone à cet horizon. Donc, le développement du gaz de schistes dans l'avenir permettrait de compenser le déclin de la production domestique ainsi que de réduire un peu la dépendance gazière de l'Europe vis-à-vis des sources extérieures. Selon l'AIE également, la production de gaz de schistes va se concentrer principalement en Pologne et au Royaume-Uni. Ces deux pays ont été en effet les plus proactifs pour ce qui est des travaux d'exploration du gaz de schistes.

Néanmoins, les pays européens y vont d'un pas plus hésitant et surtout plus désordonné dans la politique de développement du gaz de schistes. Il y a des pays qui ont autorisé l'attribution de permis d'exploration du gaz de schistes tels que la Pologne, le Royaume -Uni, le Danemark. D'autres pays envisagent de telles autorisations, tels que l'Allemagne, l'Espagne. Alors qu'il y a des pays appliquant une interdiction, ou un moratoire sur la fracturation hydraulique pour l'ensemble de leur territoire, tels que la France, la Bulgarie, la République Tchèque, l'Ecosse (IEA, 2015c). Pour les pays d'Europe de l'est qui dépendent de 70 à 100% du gaz provenant de Russie, comme la Pologne, la Lituanie, la Hongrie ou la Roumanie, l'exploitation de ces réserves leur permettrait d'accroître leur indépendance à l'égard de la fourniture gazière russe. Particulièrement dans le cas de la Pologne, la volonté de diminuer la dépendance vis-à-vis des importations de gaz russe, combinée avec une volonté de diminuer la place du charbon dans le mix énergétique, constitue l'élément explicatif essentiel de la célérité avec laquelle le gouvernement polonais a ouvert son sous-sol aux investissements dans l'exploration du gaz de schistes et du support de la société civile.

Cependant, le potentiel de ressources de gaz de schistes en Europe est encore très incertain. Les seules estimations dont on dispose à ce jour sont lacunaires, imprécises et contradictoires. Elles ne permettent pas de se faire une idée claire des enjeux réels. La géologie et la législation concernant la propriété du sous-sol sont différentes en Europe, les densités de population y sont en général plus importantes qu'aux États-Unis et les réglementations environnementales plus contraignantes (Papon, 2014). Les différentes estimations montrent à quel point seule une prospection plus poussée des roches-mères européennes permettra de mieux cerner l'ampleur des ressources et de les convertir (ou non) en réserves. Les travaux de sismique, d'exploration, de tests de production et la réalisation de pilotes de production sont indispensables pour permettre une meilleure connaissance du potentiel réel. En plus de raisons comme la forte chute du prix du pétrole brut, l'évolution de la politique énergétique et le changement climatique, le développement du gaz de schistes va rencontrer beaucoup de barrières difficiles à franchir, même avec des entreprises autorisées à explorer en Europe (Vollebergh et al, 2015).

3.3. Analyse des conditions pour le développement des gaz de schistes.

Bien que la technologie continue d'être le principal moteur pour le développement des gaz non-conventionnels aux États-Unis, le succès du gaz de schistes repose sur de nombreux autres éléments qui sont moins visibles mais tout aussi importants, tels que les incitations pour les propriétaires fonciers privés, le libre accès au marché, la maturité et la compétitivité de l'industrie des services et une infrastructure de pipelines bien déployée. La révolution du gaz de schistes aux États-Unis a déclenché une recherche mondiale des gaz de schistes, en particulier dans les pays qui ont été estimés comme possédant de significatifs potentiels de gaz de schistes en Europe. Cela pose la question des conditions de reproduction de la révolution des gaz de schistes dans des contextes différents de celui des États-Unis, notamment en Europe et en Chine.

Il y a des différences importantes entre les États-Unis et l'Europe, telles que les conditions géologiques souvent plus difficiles, l'industrie des services et les infrastructures beaucoup moins développées, la densité de population beaucoup plus élevée, les préoccupations environnementales beaucoup plus affirmées et l'accès aux ressources en terre plus difficile en Europe. De nombreux pays européens ne disposent ni des infrastructures ni des compétences nécessaires à l'exploitation rapide de ce potentiel et aucun d'entre eux ne serait en mesure de rivaliser avec les faibles coûts de production américains (Kofod, 2013). Cependant, les expériences des États-Unis sont à considérer comme des leçons nécessaires qui pourraient être adaptées aux circonstances spécifiques en Europe. Nous allons analyser les conditions principales pour le développement du gaz de schistes en Europe en nous basant sur une comparaison avec les conditions similaires aux États-Unis.

3.3.1. Les conditions de géologie, de l'eau et densité de la population.

3.3.1.1. La répartition et les caractéristiques géologiques des gisements des gaz de schiste en Europe

En fait, l'histoire de la recherche et de l'exploration des gaz non-conventionnels en général et du gaz de schistes en particulier aux Etats–Unis a débuté depuis longtemps. Néanmoins, les contraintes techniques, l'abondance et le prix moins cher des ressources de gaz conventionnels ont découragé le développement de cette ressource jusque dans les années 1970 (Lozano-Maya, 2013). Après les chocs pétroliers dans les années 1970, le gouvernement américain s'est mobilisé pour la recherche et le développement du gaz non-conventionnel. Les États-Unis se sont intéressés à l'exploitation du gaz de schistes et à d'autres types de gaz non-conventionnels au début des années 2000 pour renforcer l'approvisionnement en énergies domestiques et éviter la dépendance aux fournitures d'énergie étrangères. Grâce à de nombreux forages dans le processus d'exploration et de production de gaz de schistes, les informations géologiques sur les gaz de schistes aux Etats–Unis sont assez précises.

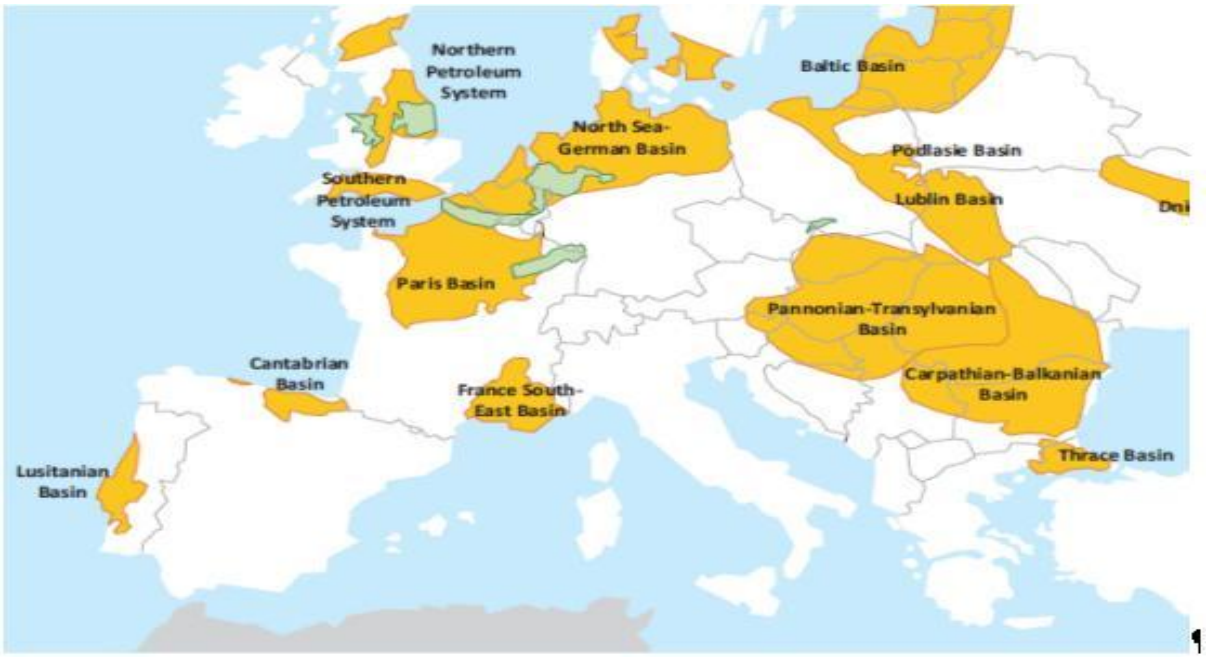
Comme nous l'avons montré au-dessus, bien que les pays européens possèdent un réel potentiel de ressources en gaz de schistes, ses évaluations et ses estimations sont imprécises. Les données au sujet du gaz de schistes en Europe jusqu'à maintenant sont très différentes, incertaines, voire contradictoires. Bien évidemment, les ressources en gaz de schistes diffèrent d'un pays à l'autre. L'Europe possède de nombreux bassins et une variété de roches-mères, principalement de type marin. Les propriétés pétro-physiques de ces gisements diffèrent toutefois substantiellement et chacun d'eux pose des défis en termes de forage et d'extraction. Les experts soulignent que les conditions géologiques en Europe ne sont pas les mêmes qu'aux Etats –Unis (Papon, 2014). En réalité, le gaz de schistes en Europe est à ses débuts, donc l'Europe n'a peu de connaissances sur le potentiel, la qualité, l'emplacement précis etc…de ses ressources en gaz de schistes.

Selon de récentes études scientifiques de la géologie et de la géographie, la répartition géographique des ressources en gaz de schistes en Europe est inégale. Ce qui signifie qu'une partie seulement des pays européen possède un potentiel de gaz de schistes, donc certaines régions ne seront pas affectées par le développement de cette ressource. La plupart des gisements de gaz de schistes est répartie dans des zones principalement industrielles et relativement urbanisées en Europe, en particulier en Europe du Nord continentale, ce qui limitera les développements à grande échelle. En plus, il y a des chevauchements entre les bassins de gaz de schistes avec des puits de développement et de production de gaz conventionnel, en particulier aux Pays Bas, en Allemagne du Nord-Ouest, du Sud et en Hongrie, ou avec d'anciennes mines de charbon comme en Pologne (IEA, 2012a). Dans ces régions, l'histoire de la production du gaz ou du charbon pourrait être plus favorable pour le développement du gaz de schistes que dans d'autres régions. Dans ces régions, l'accès à la terre et l'assurance d'un soutien local pour le déploiement du gaz de schistes sur une grande échelle devraient se révéler moins difficiles qu'ailleurs, mais il sera très difficile de les généraliser dans les autres pays européens. Nous pouvons voir la distribution des gisements de gaz de schistes en Europe dans figure 3.4.

En l'absence de données telle que pour l'Europe, deux grandes méthodes sont utilisées pour évaluer les ressources de schistes (Spencer et al., 2014). La première concerne l'évaluation basée sur les données géologiques appropriées telles que le carottage, les mesures sismiques, et des données recueillies pour des activités pétrolières ou gazières conventionnelles on-shore. La deuxième méthode implique l'extrapolation de l'expérience de la production dans les formations de gaz de schistes existantes à des formations de gaz de schistes géologiquement analogues. Néanmoins, il y a beaucoup d'incertitude sur les ressources en gaz de schistes de l'UE. Seul un petit nombre de puits d'exploration ont été forés en Europe. Par rapport aux Etats –Unis, la plupart des pays européens ne dispose pas de production de gaz et de pétrole on-shore, les données géologiques sont donc beaucoup plus rares (Pearson et al, 2012). Selon des experts et des scientifiques, l'Europe a besoin d'environ

10 ans pour passer à un processus semblable, et construire une évaluation solide de ses ressources et de leur viabilité commerciale en volume de gaz de schistes produit.

Figure 3.4 : La répartition des bassins de gaz de schistes en Europe.



Source: IEA, 2012

Le manque d'informations géologiques est le premier de plusieurs grands défis auquel les opérateurs dans le domaine du gaz de schistes en Europe doivent se confronter. Tandis que, aux États-Unis, les études, explorations et évaluations du gaz de schistes ont été réalisées de manière regroupée dans les années 1980 avec le soutien de beaucoup de politiques différentes. Des milliers de forages ont été effectués pour fournir les informations importantes sur les ressources de gaz de schistes (Gény, 2010). La faible disponibilité d'informations géologiques est principalement due au fait qu'il a avait peu d'intérêt commercial dans l'analyse des ressources en gaz de schistes dans le passé en Europe. Ceci conduisant à très peu de carottages dans les zones à potentiel. En Europe, quelques opérateurs ont commencé des forages ou annoncé des programmes de forage. Cependant, la plupart de l'exploration et de l'évaluation a un caractère individuel, il y n'a pas encore de programme plus général qui ait été réalisé en exploration et évaluation. La plupart des résultats de forages récents dans les pays européens, comme en Pologne, sont insatisfaisants et contestent les estimations.

L'efficacité économique de la production et du développent d'un gisement de pétrole ou de gaz en général, d'un gisement de gaz de schistes en particulier, dépendent de beaucoup de facteurs. Parmi ces facteurs, les facteurs géologiques jouent un rôle important. Ils influencent la quantité, la qualité et le coût de production également. En raison des caractéristiques du gaz de schistes, en considérant la production de gaz, les réservoirs de gaz de schistes doivent détenir des caractéristiques appropriées telles que le carbone organique

total, la maturité thermique, l'épaisseur de la roche, sa porosité, la profondeur et la pression. De nombreux forages d'exploration sont nécessaires afin de donner une compréhension claire du potentiel de production de gaz de schiste. Un certain nombre de facteurs géologiques peuvent être évalués afin d'estimer le développement du gaz de schistes. Ceux-ci comprennent la profondeur, la dimension, l'épaisseur, la maturité thermique, le contenu organique, la fragilité etc… En réalité, le nombre de forages de gaz de schistes en Europe est trop petit, donc les informations géologiques sont faibles et incertaines aussi. À présent, il est difficile de donner une évaluation générale et certaine des conditions géologiques dans les bassins de gaz de schistes en Europe.

Les formations de gaz de schistes sont présentes dans trois formations principales en Europe. La première est la formation « Lower Paleozoic » qui s'étend de l'Est du Danemark et du Sud de la Suède au Nord et à l'Est de la Pologne. Cette formation inclut les gaz de schiste d'Alum en Suède et au Danemark, les gaz de schiste de Silurian en Pologne. La deuxième est le bassin carbonifère marin qui s'étend du Nord-Ouest de l'Angleterre à travers les Pays bas et le nord-Ouest de l'Allemagne jusqu'au Sud-Ouest de la Pologne. Enfin, la troisième grande formation comprend les gaz de schiste du Lower Jurassic et peut être trouvée dans le Sud de l'Angleterre, le bassin parisien en France, les Pays Bas, le Nord de l'Allemagne et la Suisse.

En général, selon des rapports, les conditions géologiques en Europe sont moins favorables. Les gisements de gaz de schistes en Europe ont tendance à être plus petits, plus profonds, sous plus haute pression et plus argileux par rapport aux États-Unis (Gény, 2010). En plus, il y a des sédiments plus récents qui ont tendance à être plus riches en argile et moins déshydratés, plusieurs des gisements de gaz de schistes en Pologne et en Allemagne sont contaminés par de l'azote. Ces caractéristiques influencent la qualité, la quantité, la valeur du gaz, et le coût de production. Donc, le développement du gaz de schistes en Europe est plus difficile et plus complexe par rapport aux États-Unis.

Selon l'étude de l'EIA en 2013, la plupart des gisements européens ont été identifiés dans des couches géologiques situées à une profondeur comparable. La majorité des ressources en France se trouveraient entre 10 000 et 14 000 pieds, entre 10 000 et 12 500 pieds en Pologne, entre 11 500 et 14 500 pieds en Allemagne, entre 11 000 et 12 500 pieds aux Pays-Bas, et autour de 11 000 pieds en Espagne; seuls les gisements de schistes britanniques seraient situés à une profondeur de 8 000 pieds (EIA, 2013a). Le tableau 3.4 ci-dessous fait la synthèse des caractéristiques géologiques des formations de gaz de schistes en Europe. Selon les données dans le tableau, nous voyons que la surface de la plupart des formations de gaz de schistes dans les pays européens est petite. Par exemple, la surface des gisements de gaz de schistes en Pologne est environ de 4 980 à 19 700 mille carrés, en France elle est de 17 800 à 61 000 mille carrés. De même les gisements aux Pays-Bas ou au

Royaume –Uni sont trop petits avec une surface d'environ 3 000 mille carrés. Tandis que, aux États-Unis, la surface des formations de gaz de schistes est plus grande, en général supérieure à 100 000 mille carrés.

Tableau 3.4 : Les caractéristiques géologiques des gisements de gaz de schistes en Europe.

Pays	*Surface (mille carré)*		*Épaisseur (feet)*		*Profondeur (feet)*		*Le carbone organique total (TOC),%*		*Concentration (Bcf/ mille carré)*	
	Min	*Max*	*Min*	*Max*	*Min*	*Max*	*Min*	*Max*	*Min*	*Max*
Pologne	4 980	19 700	182	451	6 000	16 000	3,0	3,9	27,4	181,1
L'Est de l'Europe (Bulgarie, Roumanie, Ukraine)	23 200	70 000	260	450	3 300	16 400	2	4,5	49,2	195,2
Royaume-Uni	3 470	10 200	149	410	4 000	13 000	3	3	14,5	117,3
Espagne	6 620		150		8 000	14 500	3		49,8	
France	17 800	61 000	83	160	4 000	16 400	2	9	8,4	61,3
Allemagne	10 000		75	90	3 300	16 400	4,5	8	5,5	56,5
Pays-Bas	2 750		90	450	3 300	16 400	2,4	6,0	10,2	139,2
Scandinavie (Suède, Danemark,Norvège)	90 000		200		3 300	15 000	7,5		76,8	110,5

Source : EIA, 2013a

D'après le rapport de l'EIA, l'épaisseur des couches de schiste en Europe est très variable. Elle est comprise entre 75 pieds comme la formation de gaz de schistes en Allemagne à 450 pieds comme les formations de gaz de schistes dans les pays à l'Est de l'Europe comme la Pologne, la Roumanie, l'Ukraine ou les Pays Bas. Cependant, selon des recherches, dans les couches des formations de gaz de schistes en Europe il y a beaucoup d'argile. Celle-ci rend le processus de production du gaz de schiste plus complexe. La profondeur générale du gaz de schistes en Europe est assez importante par rapport à celle constatée aux États-Unis. Elle est comprise entre 3 500 pieds et 16 000 pieds. La teneur en matière organique dans les formations de gaz de schistes en Europe est variable dans chaque pays. L'index de TOC des gisements de gaz de schistes en Europe varie largement entre 2% et 10%. La capacité de gaz concentrée dans un mille carré en Europe change également beaucoup : de 5,5 à 200 Bcf par mille carré. Dans les pays à l'Est de l'Europe, les gisements de gaz de schistes ont tendance à atteindre des valeurs plus élevées que les autres pays.

Tableau 3.5 : Comparaison des conditions géologiques en Europe et aux États-Unis.

Pays	Formations	Épaisseur (feet)	Profondeur (feet)	*Le carbone organique total (%)*	*Ressources techniquement récupérable (Tcf)*
Etats Unis	Barnett	100-600	6 500- 8 500	4,5	44
Etats Unis	Eagle Ford	250	4 000-12 000	4,5	50,2
Etats Unis	Fayetteville	20-200	1 000-7 000	4-10	13,2
Etats Unis	Marcellus	50-200	4 000-8 500	3-12	141
Allemagne	Posidonia	90	6 000-16 000	8,0	11,8
Pays Bas	Epen	450	3 300-15 500	2,4	10,8
Pologne	Baltic	451	8 200-12 500	3,9	82,3
Pologne	Lublin	228	7 000-16 000	3,0	9,2
Pologne	Podlasie	297	7 500-12 500	3,0	5,1
Royaume-Uni	Nord UK	410	5 000-13 000	3,0	25,1
Royaume-Uni	Sud UK	149	4 000-16 000	3,0	0,6
Espagne	Basque Cantabrian	150	8 000-14 500	3,0	8,4
France	Paris	80-160	4 000-16 000	4,5-9	70,2
France	Sud-Est	158	8 000-16 000	2	7,4
Scandinavie	Scandinavia	200	3 300-15 000	7,5	41

Source : US DOE, 2011 ; NETL, 2013 ;EIA, 2013a

Le tableau 3.5 ci-dessus compare des conditions géologiques de gisements de gaz de schistes en Europe et aux États-Unis. Selon les données dans le tableau, bien que l'épaisseur des formations de gaz de schistes en Europe semble plus importante que celle aux États-Unis, en général, les gisements de gaz de schistes en Europe sont plus profonds que ceux aux États-Unis. Sauf pour les formations de gaz de schistes en Allemagne, en France et en région Scandinave, la teneur en matière organique dans la plupart des formations de gaz de schistes en Europe est très faible aussi. Mais de manière générale, nous devons souligner que les estimations disponibles restent fortement entachées d'incertitudes en l'absence de travaux d'exploration de grande ampleur. De ce point de vue F. Gény (2010) tire la conclusion suivante : « Les données applicables aux États-Unis ne peuvent servir de référence à l'Europe. Chaque formation doit être évaluée individuellement ». Certains travaux commencent cependant à être menés visant à définir plus précisément les ressources en shale gaz d'Europe. Le cas récent de la Pologne est un bon exemple.

Selon le rapport de l'EIA, la Pologne et la France sont les deux pays qui ont le potentiel de ressources de gaz de schistes le plus grand en Europe. Le rapport de l'EIA estime que la Pologne dispose de 5 292 Gm^3 de ressources de gaz de schistes techniquement récupérables et les bassins de gaz de schistes en Pologne ont des caractéristiques favorables pour l'exploitation de gaz de schistes. Sur la base de caractéristiques favorables, les formations de

gaz de schistes polonaises semblent être les plus prometteuses, avec les volumes de gaz en place les plus élevés. Donc, la Pologne est un pays qui a une perspective pour développer une industrie du gaz de schistes.

Néanmoins, les premiers travaux d'exploration- réalisés en Pologne notamment- ont donné lieu à des résultats décevants. Les premiers résultats ont également confirmé la géologie plus complexe des roches-mères polonaises par rapport à celles des USA. D'une manière générale, les bassins sont plus profonds, les roches moins poreuses et plus difficiles à fracturer. Sans préjuger de l'hétérogénéité des bassins sédimentaires européens, ces travaux ont confirmé néanmoins que les bassins sont plus difficiles à exploiter. En outre, les gisements sont de plus petites tailles et moins favorables à la mise en œuvre des technologies utilisées aux États-Unis.

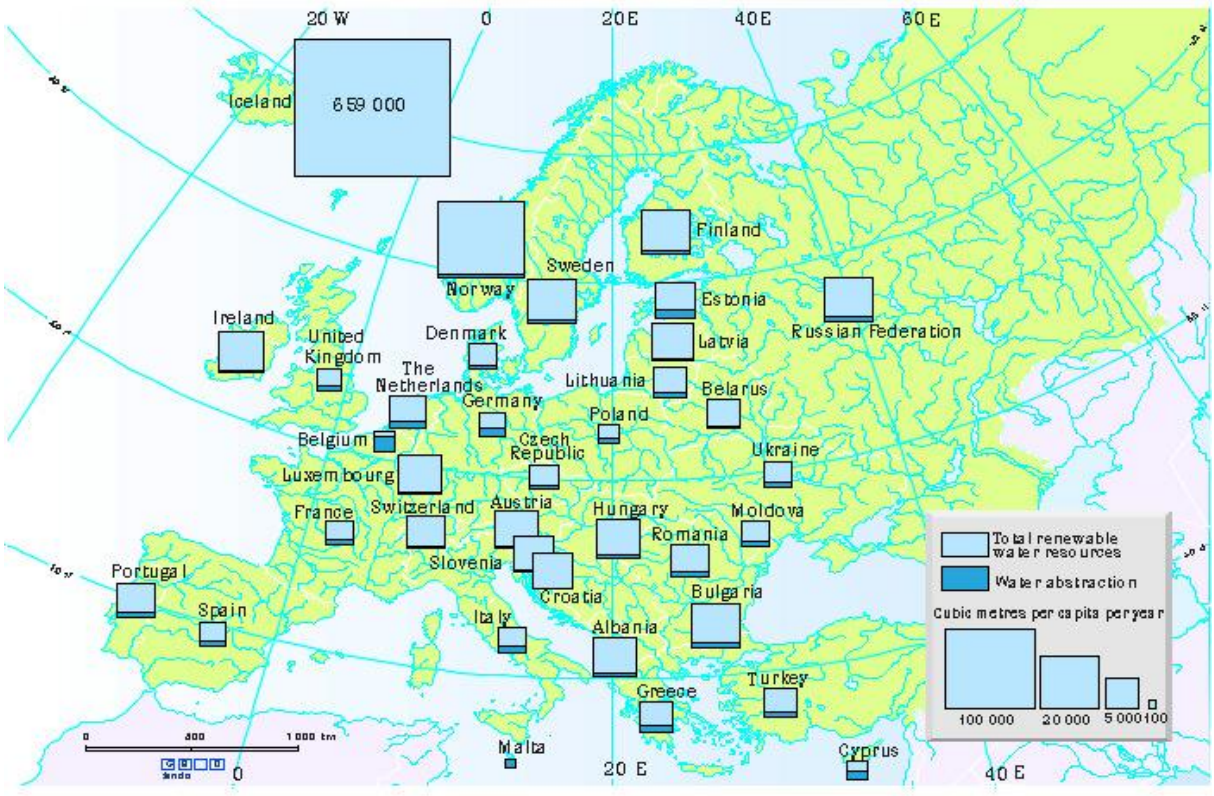
De cette manière, par rapport aux États-Unis, la condition géologique du gaz de schistes en Europe est plus complexe. Les formations de gaz de schistes sont plus petites, plus profondes, contenant moins de matière organique avec une forte teneur en argile, ce qui rend plus difficile la fracturation. En plus, les données de base sont très limitées, donc le développement du gaz de schistes va rencontrer beaucoup de défis et ne se réalisera pas d'une manière aussi rapide qu'aux États-Unis.

3.3.1.2. La condition de la ressource en eau.

Comme nous l'avons déjà indiqué, le problème de la ressource en eau est très important pour développer du gaz de schistes. Le processus de fracturation hydraulique dans le développement du gaz de schistes consomme d'énormes quantités d'eau. Selon les estimations de l'AIE, au cours du processus de fracturation hydraulique, chaque puits peut exiger une quantité allant jusqu'à 20 000 m3. Cela représente un grand obstacle pour les pays qui veulent développer du gaz de schistes.

Selon les données du rapport de l'Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture (FAO), à l'échelle continentale, l'Europe semble avoir d'abondantes ressources en eau douce renouvelables, environ 2 183 km3 / an. Donc, les quantités impliquées dans la fracturation peuvent sembler négligeables à cette échelle. Cependant, ces ressources en eau sont inégalement réparties, à la fois entre les pays ou à l'intérieur même des pays et la répartition des densités de population doit être prise en compte, l'inégalité est encore plus frappante. Nous pouvons voir ce problème sur la figure 3.5.

Figure 3.5 : La distribution des ressources en eau en Europe.

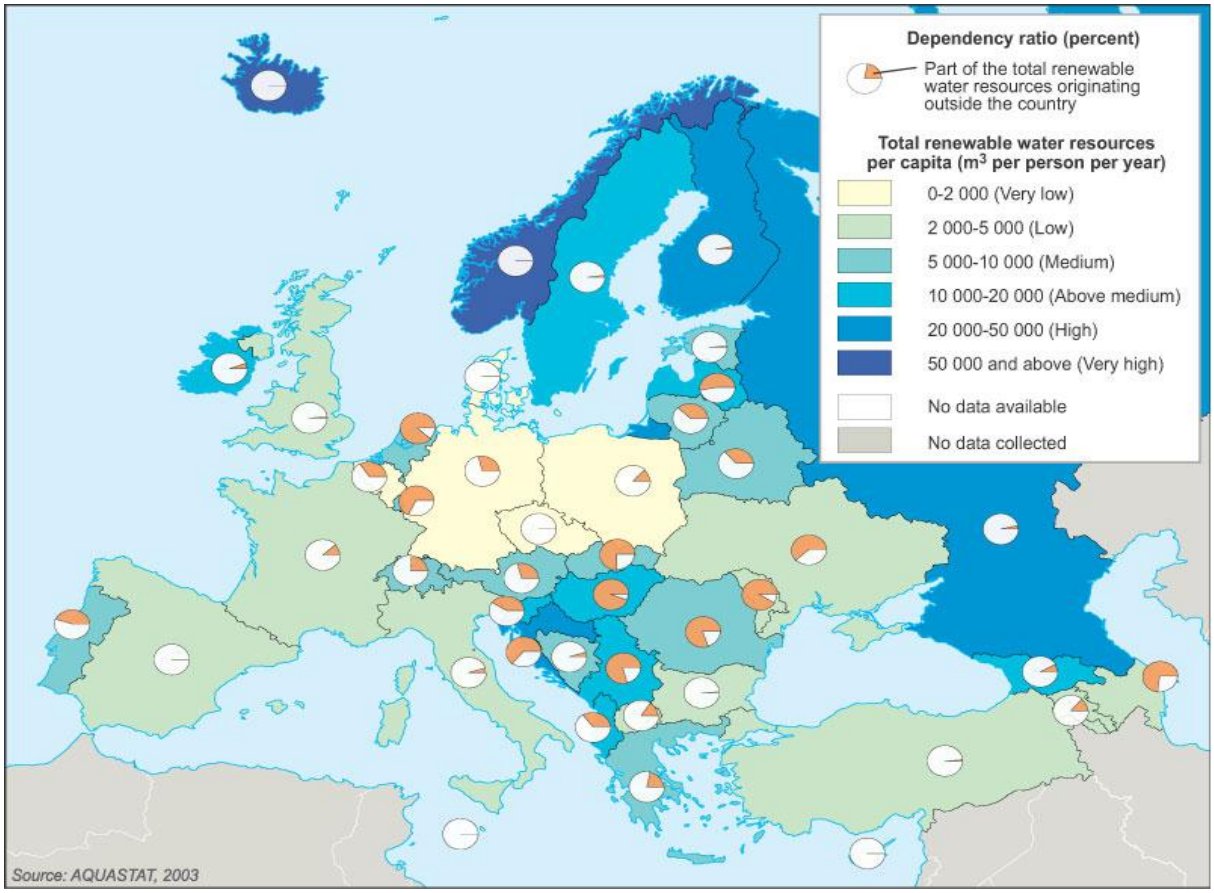


Source : European Environment Agency, 2008

Malheureusement, dans les pays où les espoirs sont élevés en termes de développement du gaz de schistes comme la Pologne, le Royaume–Uni, la France, l'approvisionnement en eau semble poser un problème potentiel. L'acuité du problème dépendra aussi de la concurrence pour l'eau des autres secteurs économiques, en particulier le secteur agricole, de la proximité locale des bassins pour les eaux souterraines et les sources d'eau de surface, et des réglementations de protection des zones.

Un corollaire de la question de la rareté et de la répartition est celui du coût d'approvisionnement en eau. Une étude réalisée par l'American Water Works Association en 2007 a indiqué que le prix par unité volumétrique d'eau en Europe est 10 fois plus cher qu'aux Etats –Unis, avec un coût moyen estimé de € 3,4 / m3 contre € 0,4 / m3 aux États-Unis (Gény, 2010). Ceci est un élément fondamental qui augmentera les coûts d'extraction et les coûts d'exploitation du gaz de schistes en Europe.

Figure 3.6 : Ressources d'eau douce renouvelables et ratio de dépendance.



Source : Aquastat, 2003, UNEP/DEWA/GRID-Geneva, 2006

D'autre part, en Europe, les pays qui possèdent un potentiel de ressources de gaz de schistes tels que l'Allemagne, le Danemark, la République tchèque et la Pologne ont aussi les plus faibles ressources en eau renouvelable par habitant et certains pays ont un taux très élevé de dépendance vis-à-vis de l'eau, tels que les Pays- Bas, la Hongrie et la Roumanie (cf. figure 3.6). Ceci est lié à de fortes densités de population et aux structures industrielles ou agricoles de l'économie qui contribuent à la demande en eau. Tandis que les États-Unis disposent globalement de ressources en eau importantes d'environ 8 000 m^3/hab./an. Par contre, dans les pays européens, les ressources en eau renouvelables par habitant sont très faibles : environ 1 600 m^3/hab/an en Pologne, vers 2 000 à 3 000 m^3/hab/an dans d'autres pays tels que la France, le Royaume-Unis, l'Allemagne. Le critère démographique est un élément déterminant dans l'éventualité d'une exploitation intensive des gaz de schistes. On sait en effet qu'il est nécessaire de forer 5 à 10 fois plus de puits de gaz de schistes que de puits de gaz conventionnels pour atteindre une production annuelle déterminée. Dans les pays à très forte densité de population, cette exploitation risque de générer une concurrence importante dans l'usage des terres (Dessus, 2014).

Tableau 3. 6 : Comparaison des ressources en eau entre les USA et les pays européens.

Pays	*Précipitations (Million m3)*	*Flux internes (Million m3)*	*Afflux des eaux surface et souterraines (Million m3)*	*Les ressources renouvelables en eau douce (Million m3)*	*Les ressources renouvelables en eau douce par habitant (m3)*
États-Unis	6 440 000	2 460 000	18 000	2 478 000	7 951
France	485 686	175 293	11 000	186 293	3 003
Allemagne	307 000	117 000	75 000	188 000	2 285
Pologne	193 100	54 800	8 300	63 100	1 656
Royaume-Uni	275 029	157 875	6 405	164 280	2 683

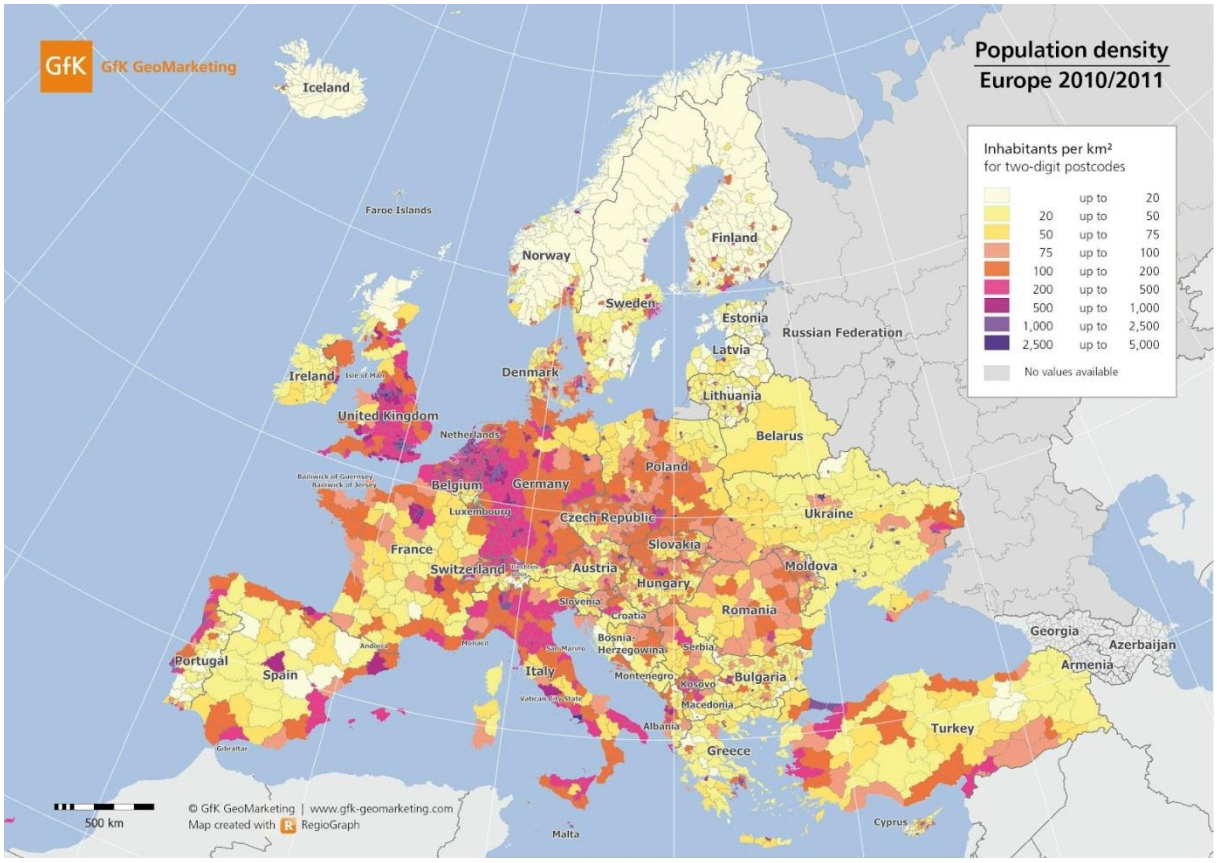
Source: United Nations Statistics Division 2011

Le développement du gaz de schistes est un nouveau problème en Europe. L'utilisation de l'eau dans le domaine du gaz de schistes va faire face à beaucoup de défis. La rareté de l'eau, la concurrence avec d'autres secteurs existants, les préoccupations des communautés locales, les règlements sur la protection de l'eau, et les coûts d'exploitation élevés, vont renforcer la nécessité pour les opérateurs d'apporter des améliorations significatives à l'efficacité de l'utilisation de l'eau dans les opérations de forage et de fracturation. Cela nécessite de nouvelles innovations technologiques, et aussi de développer les relations avec les organismes locaux de planification de l'eau, les organismes d'État, et les commissions régionales des bassins de l'eau. Dans de nombreux pays européens, il y aura peu ou pas de choix (Gény, 2010).

3.3.1.3. Densité de la population.

Les conditions topographiques et démographiques ont exacerbé les difficultés d'accès à la terre pour le forage à grande échelle, le transport, l'installation de l'équipement lourd essentiels pour le développement du gaz de schistes (Gunningham, 2014) (Norton Rose Fulbright, 2012) (Gao, 2012). L'accès aux surfaces de terrain est l'un des plus grands défis auquel les exploitants de gaz de schistes seront confrontés en Europe, avec des coûts plus élevés qu'aux États-Unis. En général, la plupart des opérateurs ne peuvent pas accéder à 100% de la surface attribuée dans le cadre de concessions. En raison de limitations physiques et réglementaires, les concessions accordées en Europe sont généralement trop petites pour effectuer les forages d'exploration et d'évaluation nécessaires pour identifier les zones principales de gaz de schistes. Ce problème est lié à la densité de population en Europe, avec beaucoup de bâtiments, des infrastructures et les systèmes de réglementation stricte pour protéger l'environnement (Gény, 2010).

Figure 3.7 : La densité de population en Europe.



Sources : GfK, 2013

Bien que la moyenne de densité de population en Europe ne soit pas trop élevée, environ 33 personnes par kilomètre carré, elle est très diverse au sein de chaque pays. Malheureusement, la figure 3.7 ci-dessus montre que de nombreux gisements de gaz de schistes importants en Europe se trouvent sous les zones fortement urbanisées. En effet, beaucoup de pays européens qui possèdent un potentiel de gaz de schistes sont généralement plus densément peuplés que les États-Unis. Alors que la moyenne de densité de la population aux États-Unis est de 19 personnes par kilomètre carré, dans les pays européens cette densité est plus élevée, en particulier au Nord de l'Europe comme aux Pays-Bas avec environ 500 personnes /km2, en Allemagne avec 230 personnes/km2, au Royaume-Uni avec environ 270 per/km2 et en Pologne avec 126 per/km2 (voir le tableau 3.7). La forte densité de population signifie qu'il y a beaucoup de bâtiments et d'infrastructures dispersés à travers les régions et les zones de sécurité autour de ces régions occupent également un espace. Ceux-ci vont générer beaucoup d'obstacles pour les opérateurs qui veulent un accès à la terre pour développer le gaz de schistes.

Tableau 3.7: La densité de population dans l'Europe et l'Amérique du Nord.

(Personnes par kilomètre carré de superficie de terre)

Pays / Région	***2010***	***2011***	***2012***	***2013***	***2014***	***2015***
Amérique du Nord						**19**
États-Unis	34	34	34	35	34	35
Canada	4	4	4	4	4	4
Europe						**33**
France	119	119	120	120	117	118
Allemagne	235	235	231	231	232	231
Pologne	125	126	126	126	118	126
Pays-Bas	493	495	497	499	501	502
Royaume-Uni	259	261	263	265	267	267

Source : La Banque Mondiale 2014 ; Insee, 2015

La forte densité de population rendra le coût du forage en Europe plus cher qu'aux États-Unis. Selon une étude (Schackmann, 2013), en raison de la forte densité de population, le coût du forage en Europe sera deux à trois fois supérieur à celui aux Etats- Unis. Par exemple, un puit horizontal utilisé pour la fracturation la plus avancée coûte environ 4 millions de dollars en moyenne aux États-Unis, alors qu'il en coûtera 11 millions de dollars en Pologne et 14 millions de dollars au Royaume-Uni (Schackmann, 2013). Par conséquent, l'accès aux terres par rapport aux fortes densités de population en Europe est un grand défi dans le processus de développement du gaz de schistes en Europe.

3.3.2. Les conditions techniques et technologiques.

Une autre condition qui influence fortement le développement du gaz de schistes porte sur la technique et la technologie, en particulier le forage horizontal et la fracturation hydraulique. Elles jouent un rôle important dans l'augmentation de la production et la réduction des coûts d'exploitation. Comme présenté dans le chapitre 2, au début des années 1980, le gouvernement américain a engagé des programmes de recherche et développement (R&D) dans les domaines techniques et technologiques, ainsi que de vastes financements de la R&D pour les nouvelles technologies dans le domaine du gaz non-conventionnel. Donc, les américains ont maîtrisé les technologies avancées et modernes dans ce secteur, les entreprises ont également beaucoup d'expérience. En plus, les États-Unis disposent de nombreuses sociétés de services qui ont beaucoup d'expérience et ont maîtrisé la technologie et les techniques dans ce secteur. De nombreuses entreprises de services - principalement le forage - sont présentes sur les sites avec l'équipement adapté et le personnel expérimenté, à des prix compétitifs. Par conséquent, les États-Unis ont des avantages pour développer le gaz de schistes en comparaison avec d'autres pays dans le monde.

En Europe, il y a de grandes entreprises pétrolières telles que BP, Statoil, Total…, qui ont beaucoup d'expérience et des technologies avancées dans le domaine pétrolier et gazier.

Cependant, la plupart des entreprises européennes opèrent dans le domaine des hydrocarbures conventionnels et principalement en offshore. Donc, elles ne connaissent pas beaucoup la technique et les technologies dans le domaine du gaz de schistes. Elles manquent aussi beaucoup d'expérience dans la logistique, le modèle opérationnel et les compétences humaines dans ce secteur. En outre, l'Europe est au stade initial du gaz de schistes. L'opinion et la politique de chaque pays européen sur les gaz de schistes sont très différentes. La Commission européenne ne montre aucune volonté d'investir dans la R&D de base pour le gaz de schistes (Stevens, 2012). Cependant, l'Europe peut importer et apprendre l'exploitation des technologies du gaz de schistes des États-Unis, mais selon des experts, les technologies aux États-Unis ne s'appliquent pas bien aux conditions d'exploitation du gaz de schistes en Europe, en particulier aux conditions géologiques. Par conséquent, le facteur de la technologie est un obstacle pour le gaz de schistes en Europe.

La production de gaz de schistes est une activité industrielle intensive, avec une grande quantité de forages requise pour atteindre et maintenir une production importante. Il faut noter que la disponibilité de l'équipement de forage est beaucoup plus élevée aux États-Unis qu'en Europe. Ceci peut être constaté dans le cas des États-Unis, où l'ont atteint en moyenne 1 087 appareils de forage de gaz naturel actifs par an entre 2005 et 2012 (Barbier, 2014). Il y avait environ 1 900 appareils de forage actifs sur le territoire américain en 2014. Malgré la diminution rapide de la quantité de plates-formes de forage aux Etats -Unis en 2015 en raison de la chute du prix du pétrole et du gaz, le nombre de plates-formes de forage s'est encore élevé à environ 1 000 (voir tableau 3.8). Alors que la quantité d'appareils de forage en Europe est très limitée, un peu plus de 100 appareils de forage, parmi eux il y a seulement un peu plus de 30 appareils de forage pour le gaz naturel (Spencer et al., 2014). En outre, seule une petite fraction de ces plates-formes peut être utilisée pour forer des puits de gaz de schistes : par exemple, en 2011, le nombre des plates-formes de forage disponibles en Pologne était de 15, seulement 5 étaient adaptées à l'extraction du gaz de schistes.

Par exemple, dans le cas de la Pologne, la détermination du potentiel du gaz de schistes exigera le forage de 500 à 1000 puits de prospection par an. Mais au cours des quatre années 2010 à 2013, les entreprises en Pologne n'ont foré que 33 puits et ont seulement procédé à la fracturation hydraulique de dix d'entre eux. La Pologne ne dispose que de 11 appareils de forage, ce qui entrave également la progression des travaux (Kofod, 2013).

Tableau 3.8: Nombre de plates-formes de forage aux États-Unis et en Europe.

Pays/Zone	***2010***	***2011***	***2012***	***2013***	***2014***	***2015***
États-Unis	1 541	1 875	1 919	1 761	1 862	977
Europe	94	118	119	135	145	117

Sources : Baker Hughes, 2016.

Selon le rapport du JRC (Joint Research Center de la Commission européenne) en 2012, dans le cas où l'Europe engagerait le développement du gaz de schistes à grande échelle, elle aurait besoin de concevoir et de construire de nouvelles installations de forage. Dans le but de la réalisation du nombre de forages respectant le plan de production, l'Europe devrait renforcer sa capacité de 30 à 40 appareils de forage par an. Cependant, il y a très peu de constructeurs de plates-formes terrestres en Europe, et seulement les producteurs allemands pourraient actuellement construire des plates-formes de hautes spécifications (Gény, 2010). La capacité de fabrication des entreprises européennes est estimée à seulement de 12 à 18 appareils par an (Gusev, 2014).

En plus, selon Gény 2010, Paul Stevens 2012 et Thomas Spencer 2014, l'Europe manque d'entreprises de services dans le domaine du gaz de schistes, et manque de concurrence dans le secteur des services. Les sociétés de services posent question quant à leur capacité de gestion d'une logistique complexe et intense, des transports et du stockage de l'eau, et tous les autres composants nécessaires à l'exploitation du gaz de schistes. En outre, le coût du travail est plus cher, et il y a également une pénurie de main-d'œuvre qualifiée pour manœuvrer des appareils sophistiqués dans le secteur du gaz de schistes. Ces conditions rendent le coût du forage et de l'exploitation du gaz de schistes en Europe plus cher qu'aux États-Unis.

D'ailleurs, les gisements de gaz de schistes en Europe en général sont plus profonds, avec des conditions géologiques plus complexes que celles aux États-Unis. Les ressources en eau sont plus faibles, et les règlementations sur l'utilisation de l'eau, la protection de l'environnement dans les pays européens sont très contraignantes et strictes. Donc, des techniques nouvelles et plus efficaces ainsi que des approches opérationnelles adaptées seront nécessaires en Europe.

3.3.3. Les conditions politiques.

3.3.3.1. L'opinion et les politiques générales sur le développement du gaz de schistes.

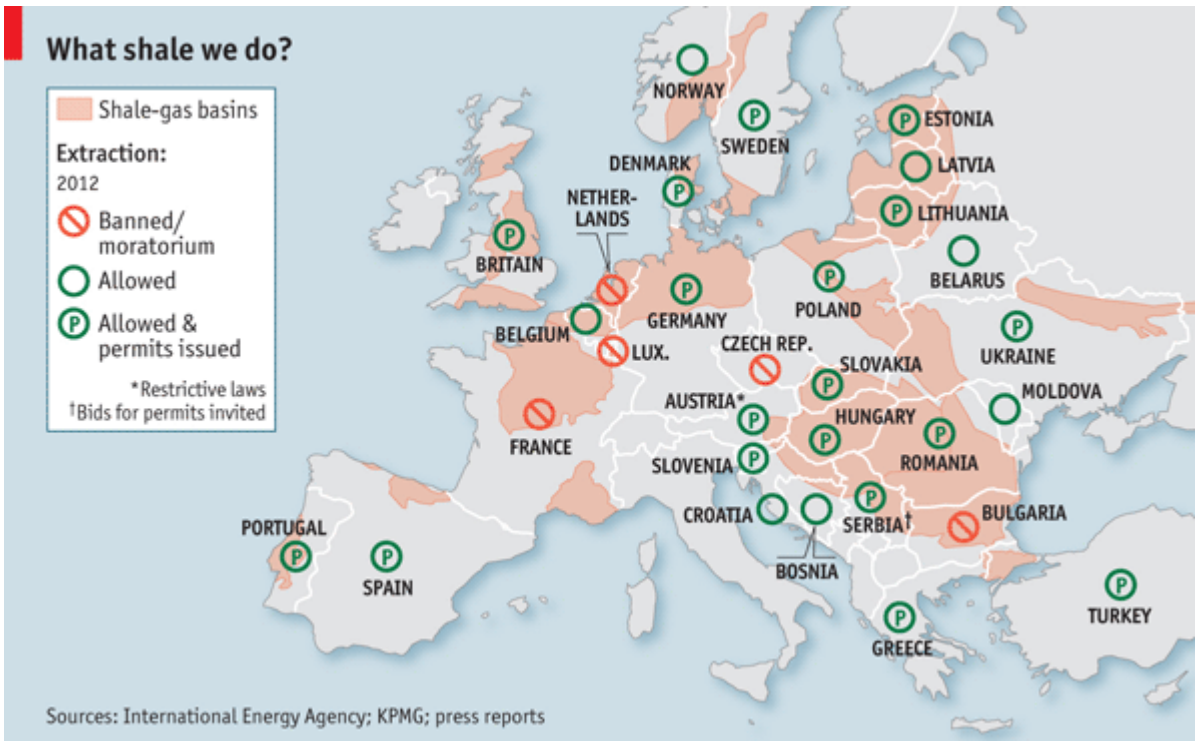
La réglementation existant dans la plupart des pays européens est aujourd'hui celle en vigueur pour l'exploration et la production des hydrocarbures conventionnels. En conséquence, un grand nombre de définitions, et d'approches prises en référence à ces lois sont inadaptés au gaz non-conventionnel et à des activités de gaz non-conventionnels (Cornot-Gandolphe, 2014a). Cette réglementation ne prend pas en compte les spécificités du gaz de schistes. Celle-ci crée une insécurité juridique vis-à-vis des défis opérationnels dans le secteur du gaz non-conventionnel, en particulier du gaz de schistes. Donc, une adaptation du cadre légal, réglementaire et fiscal est ainsi nécessaire.

En novembre 2012, un amendement proposait d'interdire la fracturation hydraulique dans l'Union européenne (Parlement européen, 2012). Le Parlement européen vient d'envoyer un signal contraire en exigeant qu'à l'avenir, tout projet d'exploration et d'extraction de gaz de

schistes fasse «obligatoirement» l'objet d'une étude d'impact sur l'environnement. Cette décision constitue la base pour les négociations avec les États. En janvier 2014, la Commission a adopté une recommandation sur l'exploration et la production (E&P) du pétrole et du gaz de schistes utilisant un taux élevé de fracturation hydraulique. Cette recommandation vise à garantir la mise en place de mesures appropriées en matière de protection de l'environnement et du climat. Elle introduit des règles du jeu sous forme de principes minimaux pour le secteur, offrant ainsi un cadre plus clair pour les investisseurs (Aoun et Cornot-Gandolphe, 2015). Le public doit être informé de tous les produits chimiques utilisés dans le processus. Les États membres restent libres de choisir s'ils vont de l'avant avec l'exploration ou choisir d'interdire la fracturation (Erbach, 2014).

Les travaux de prospection du gaz de schistes dans les pays européens se situent à des stades très différents. L'opinion et les politiques sur le développement du gaz de schistes en Europe sont très différents entre les pays membres. Certains pays ont permis l'attribution de permis d'exploration du gaz de schistes, comme le Danemark, la Pologne, la Roumanie et le Royaume-Uni; certains pays envisagent ces autorisations comme l'Allemagne, la Hongrie, le Portugal, l'Espagne, et il y a des pays qui ont interdit ou soumis à un moratoire la fracturation hydraulique sur leur territoire tels que la France, la Bulgarie et la République Tchèque. D'autres pays n'ont pris aucune décision spécifique vis-à-vis du gaz de schistes et n'envisagent pas de le faire. Nous pouvons voir l'état du développement du gaz de schistes en Europe sur la figure 3.8.

Figure 3.8 : L'état du développement des gaz de schistes en Europe.



Sources : IEA; KPMG

Les pays européens ont des approches très différentes vis-à-vis de l'E&P des gaz de schistes. Certains s'y sont déjà engagés depuis plusieurs années comme le Danemark, la Pologne ou le Royaume Uni. D'autres, plus prudents jusque-là, ont choisi la voie du moratoire pour attendre des avancées du prochain gouvernement, ou ont adopté une nouvelle législation sur le gaz de schistes. Il y a des pays qui ont imposé des interdictions sur les activités de fracturation en raison d'opposition des activistes, des politiciens et du public concernés par leurs conséquences sur l'environnement et la santé (Institut Thomas More, 2013). Le tableau 3.9 présente l'opinion au sujet du développement du gaz de schistes dans certains pays européens.

Tableau 3.9: La position au sujet du développement des gaz de schistes dans certains pays européens.

Pays	***Ressources techniquement récupérables (EIA 2013)*** *Gm^3*	***Position***
Bulgarie	478	A imposé un moratoire sur la fracturation en Janvier 2012, et révoqué la licence pour l'exploration du gaz de schistes. Le moratoire est toujours en cours.
Danemark	906	A approuvé des forages exploratoires dans le Jutland en 2014. Une majorité de Danois soutient l'exploitation du gaz de schistes.
Allemagne	481	A adopté une approche prudente de développement du gaz de schistes. Une nouvelle loi est en préparation, sur la base de principes stricts convenus par les ministères de l'environnement et de l'économie.
Espagne	226	Le gouvernement soutient le développement du gaz de schistes.
France	3 877	- Le gouvernement a interdit la fracturation en 2011 et annulé des permis d'exploration. - En Octobre 2013, la Cour constitutionnelle de la France a confirmé l'interdiction.
Pays- Bas	736	L'exploration du gaz de schistes a été suspendue, tandis qu'une étude sur les effets environnementaux et sociaux est effectuée.
Pologne	4 188	- Une majorité des Polonais supporte l'exploitation du gaz de schistes. - Il y a des entreprises qui procèdent à l'exploration et l'évaluation des gaz de schistes. En Juin 2014, 64 puits d'exploration ont été forés en Pologne. - Il y a des politiques pour encourager l'exploration du gaz de schistes telles que la franchise d'impôt jusqu'à la fin de 2020, et une limitation des taxes qui ne dépasseront pas 40% ; la modification de la loi géologique et des mines pour rationaliser les procédures d'octroi de licences et renforcer les pouvoirs de surveillance. - Cependant, les premiers puits d'exploration ont donné des résultats décevants, et ont incité certains opérateurs à quitter la Pologne.
Roumanie	1 443	- La Roumanie a levé une interdiction plus tôt, en 2013, et est favorable au gaz de schiste. En mai 2014, Chevron a commencé les forages exploratoires en Roumanie.
Royaume-Uni	736	Le gouvernement actuel est en faveur du développement du gaz de schistes, et a adopté des règlements dans ce sens. Les licences pour l'exploration du gaz de schistes ont été émises.

Source : Selon Erbach, 2014 et EIA,2013

En Europe, la France est un des pays qui possède un potentiel important de gaz de schistes mais elle est l'un des premiers pays en Europe à imposer des interdictions quant à la technologie de fracturation hydraulique. Cependant des compagnies françaises comme Total, qui possède des licences de prospection, veulent procéder à une recherche des ressources gazières dans le Sud de la France. Mais sous la pression des conséquences négatives de cette technologie dans le processus de développement du gaz de schistes, en 2011, le gouvernement français a imposé un moratoire aux opérations de fracturation et annulé des permis d'exploration du gaz de schistes. Le ministre de l'Industrie a déclaré récemment que ce moratoire ne serait levé que lorsque les autorités auraient obtenu l'assurance que le gaz peut être extrait en préservant la durabilité de l'environnement (Kofod, 2013).

Le nombre de pays qui ont interdit ou adopté un moratoire contre l'exploration du gaz de schistes ont tendance à augmenter en Europe. Bien que la Bulgarie doive importer 98% de son gaz naturel en provenance de Russie, sous la pression des politiciens et des activistes de l'environnement, en janvier 2012, le gouvernement bulgare a imposé un moratoire sur l'exploration du gaz de schistes. Ce moratoire a été réaffirmé par le nouveau gouvernement. Aux Pays-Bas, le gouvernement a adopté une motion parlementaire à la fin de 2014. Celle-ci interdit l'extraction du gaz de schistes au cours de la durée du mandat du gouvernement actuel, qui court jusqu'à la fin de 2016. En Espagne, des permis d'exploration sont peu susceptibles d'être accordés avant 2020 (IEA, 2015). Tandis qu'un nouveau moratoire a été annoncé en Ecosse. Par contre, l'Allemagne a été l'un des rares pays à faire une avancée. Le gouvernement a approuvé un projet de loi pour l'exploitation commerciale du gaz de schistes dans des cas exceptionnels, avant 2019, mais seulement après les forages d'essai réussis. Toutefois, il ne permet pas la fracturation qu'aux endroits où aucune source d'eau n'en sera affectée (Kofod, 2013) (IEA, 2015).

Parmi les pays européens qui s'intéressent au développement du gaz de schistes, la Pologne et le Royaume-Uni manifestent fortement leur volonté. Pour atteindre l'objectif national de réduction des gaz à effet de serre de 80 % d'ici à 2050, le gouvernement britannique a adopté une politique énergétique favorable à l'essor du gaz naturel dans le mix électrique futur du pays. Le gouvernement envisage le développement des gaz de schistes en parallèle avec les autres options, gaz naturel conventionnel, éolien, énergie marine, biomasse, nucléaire et CCS (capture et stockage du carbone). Il voit la production de gaz de schistes comme un moyen pour financer la transition vers une économie à bas niveau de carbone (Cornot-Gandolphe, 2014a). Selon le ministère de l'énergie, le gaz de schistes est une *«priorité nationale»*.

Dès 2008, le gouvernement britannique a attribué des licences d'exploration pour la recherche de gaz de schistes. Le gouvernement y voit bien sûr une manière de maintenir et prolonger le dynamisme de l'industrie des hydrocarbures dans le pays. En effet, la baisse

engagée de la production gazière ainsi que le besoin relativement nouveau de recourir aux importations constituent le catalyseur des réformes engagées par le gouvernement. Le moratoire, introduit en 2011 suite à des secousses sismiques de faibles magnitudes observées suite à des forages dans le bassin de Bowland, a été levé en décembre 2012. Il s'est appuyé pour ce faire sur les conclusions et les recommandations des études réalisées par la Royal Society et par la Royal Academy of Engineering. Ces dernières concluaient sur le fait que les risques concernant la santé, la sécurité et l'environnement étaient maîtrisables dans le contexte du Royaume-Uni. Le gouvernement britannique a levé le moratoire en décembre 2012 et imposé des conditions strictes de surveillance pour l'exploration des gaz de schistes. La levée du moratoire a été assortie d'un certain nombre d'obligations très strictes pour les opérateurs, prenant mieux en compte les risques environnementaux liés à l'exploration et à l'exploitation des gaz de schistes.

La Pologne est fortement dépendante des importations de gaz russe qui représentent 60 % de sa consommation de gaz. L'intérêt très marqué pour le développement des gaz de schistes est principalement motivé par la volonté de réduire cette dépendance et de garantir la sécurité de l'approvisionnement gazier (Cornot-Gandolphe, 2014a). Le gouvernement a fait des gaz de schistes une priorité nationale. Il joue un rôle proactif pour encourager les compagnies pétrolières à explorer et les compagnies nationales à investir dans la recherche de gaz de schistes afin d'accélérer le développement et son financement. Depuis 2007, les autorités polonaises ont délivré pour leur part un certain nombre de concessions (plus de 100) de prospection à une trentaine de compagnies nationales et internationales. Celles-ci comprennent aussi bien des majors pétroliers tels que Chevron, Exxon Mobil, Marathon Oil, ConocoPhillips, Total, ENI que des indépendants et des compagnies nationales polonaises. Ces concessions couvrent une superficie d'un tiers du territoire national (Szalai, 2012).

À côté de l'insuffisance du système de réglementation sur le gaz de schistes en Europe, les lois et les réglementations disponibles dans ce secteur sont hétérogènes, voire contradictoires. Par exemple, en 2011, le Parlement européen a voté une décision afin de s'assurer que tous les projets qui utilisent la fracturation hydraulique soient automatiquement soumis aux évaluations d'impact environnemental. Cette décision va dans le sens d'une obligation d'évaluer l'impact environnemental pour tout projet utilisant la fracturation hydraulique que ce soit au stade de la production, mais aussi de l'exploration. Cependant, dans le cas de la Pologne, celle-ci a introduit une nouvelle procédure visant à simplifier l'évaluation de l'impact environnemental de l'exploration et de la production des gaz de schistes, et simultanément mis en place une nouvelle condition pour la participation de la population concernée. Par conséquent, en juin 2014, la Commission européenne a ouvert une procédure judiciaire contre la Pologne au motif que la loi ne respectait pas la directive sur l'évaluation d'impact environnemental en autorisant le forage à des profondeurs allant jusqu'à

5 000 mètres sans avoir évalué l'impact potentiel sur l'environnement (Erbach, 2014), (Aoun et Cornot-Gandolphe, 2015).

Les réglementations environnementales et de l'eau sont un obstacle au développement du gaz de schistes en Europe. Ces réglementations sont très strictes. En particulier, l'utilisation d'additifs chimiques dans le fluide de fracturation, le transport et le stockage du reflux de fracturation des puits, ou le forage de puits à proximité des réservoirs d'eau serait très difficile, voire interdit en vertu de la législation environnementale en vigueur, tant au niveau de l'Union que des Etats membres (Gény, 2010). Par exemple, la Pologne et le Royaume-Uni exigent la divulgation complète des fluides de fracturation. D'autre part, «la protection » des eaux souterraines et le traitement des déchets au Royaume-Uni sont plus règlementés qu'aux États-Unis (Stevens, 2012). Ces demandes en matière de protection de l'environnement ainsi que des ressources de l'eau ont un impact direct sur les coûts de forage (Saussay, 2014).

3.3.3.2. La politique de l'usage du terrain.

Contrairement à la plupart des pays dans le monde où l'Etat est le propriétaire des hydrocarbures dans le sous – sol, aux États-Unis la propriété privée du sol est également appliquée au sous-sol. Ce droit permet aux propriétaires de louer ou de vendre leur terre directement aux producteurs. Les propriétaires retirent des bénéfices des activités des producteurs. Les producteurs peuvent avoir accès à la terre et aux ressources avec moins de difficulté. Les procédures d'autorisation de forage y sont souvent moins complexes, elles encouragent la propagation des forages sur un site (Lozano-Maya, 2013) (Dessus, 2014). Donc, cet acquis a été une des principales raisons du développement rapide du gaz de schistes aux Etats –Unis.

Une différence majeure en Europe par rapport aux États-Unis est la propriété du sous-sol : l'Etat est propriétaire du sous-sol, non pas le propriétaire du terrain. Les ressources sont dans la totalité des pays européens la propriété de l'Etat. Par exemple, en Pologne, la concession est une décision administrative délivrée par le Ministre de l'environnement permettant à l'entité d'effectuer la prospection, l'exploration et l'activité de production dans une zone définie (Nülle, 2015). Cela signifie que les populations locales sont nécessairement moins sensibles à l'incitation fiscale concernant l'attribution des licences d'exploration-production. La population locale n'a donc pas d'incitation économique à ce développement, elle subit seulement les nuisances (Cornot-Gandolphe, 2014a). Par conséquent, l'accès aux ressources est une des questions les plus importantes pour les producteurs de gaz non-conventionnels en Europe.

Bien que certaines directives européennes encadrent le processus d'appels d'offres pour l'adjudication des licences et la protection de l'environnement notamment, une hétérogénéité transparaît également dans ce domaine. Un autre défi en Europe porte sur le

moindre nombre de concessions attribuées par les gouvernements par rapport à celles attribuées aux Etats Unis, même s'il existe de fortes différences entre les pays européens. Selon Gény, en moyenne, les concessions accordées par les gouvernements européens seraient de l'ordre de 2,6 km^2 en moyenne (Gény, 2010). A l'inverse, aux Etats Unis, cette surface est de l'ordre de 3 500 km^2 à Fayetteville. En outre, les concessions sont impactées par une forte densité de population et les programmes de travail sont très stricts. Donc, l'échelle et l'utilisation du forage dans le domaine du gaz de schistes en Europe seront limitées par l'espace et l'accès aux terres extrêmement difficile.

3.3.3.3. La politique fiscale.

Les conditions financières pour exploiter le gaz de schistes, notamment les incitations fiscales, ont aussi joué un rôle clef aux États-Unis pour favoriser l'exploitation du gaz de schistes (Papon, 2014). Les incitations fiscales, en particulier les crédits d'impôts, ont été un facteur essentiel dans la « révolution des gaz de schistes » aux États-Unis dès lors qu'elles ont fortement amélioré leur rentabilité. Par conséquent, il est peu probable que l'on puisse envisager en Europe un développement de grande ampleur du gaz de schistes sans une politique fiscale adaptée.

En Europe, outre les positions contrastées concernant la fracturation hydraulique, il faut également noter les différences dans les politiques publiques mises en œuvre en termes d'incitations fiscales, tant pour les populations affectées par les travaux d'exploration que pour les compagnies accédant aux ressources. Cependant, il y a des pays qui ont des cadres fiscaux disposant de provisions particulières en matière d'exploration et de production de gaz non-conventionnels. Par exemple, dans les politiques de la Pologne, de la Hongrie, de l'Allemagne et du Royaume-Uni, il y a des dispositions spécifiques pour l'exploration et la production des gaz non-conventionnels telles que l'exemption de paiement de la redevance pour le gaz de charbon en Pologne, le taux de redevances plus faible sur les hydrocarbures non-conventionnels en Hongrie et Allemagne (Gény, 2010 ; Stevens, 2012). Cependant, jusqu'à maintenant, en Europe, il n'existe pas de fiscalité spécifique relative au domaine du gaz de schistes. La plupart des régimes fiscaux en cours validés dans les pays européens s'appliquent au secteur pétrolier et des gaz conventionnels. De même, ces régimes fiscaux sont très différents entre les pays (voir le tableau 3.10). En observant le tableau 3.10, nous pouvons voir l'hétérogénéité des régimes fiscaux entre les pays européens.

La fiscalité appliquée à la production des gaz de schistes est déterminante, étant donnée la jeunesse de cette industrie en Europe. En Pologne et au Royaume-Uni, la fiscalité est en train d'être adaptée afin d'encourager l'investissement dans cette nouvelle activité et permettre l'émergence d'une nouvelle industrie. Par exemple, la Pologne dispose de plusieurs atouts à l'égard de son cadre réglementaire et fiscal. Au début de 2007, le ministère de l'Environnement a mis en œuvre des politiques très favorables au développement des gaz de

schistes, y compris une taxe simple et un système fiscal de la royalties (EIA, 2013a). En 2013, le gouvernement polonais a présenté et soumis à consultation publique les projets de modifications législatives au cadre fiscal et réglementaire du pays pour les minéraux et hydrocarbures. Les changements se rapportant au développement des hydrocarbures de schistes sont principalement liés à des redevances, et sont entrés en vigueur en 2015.

Tableau 3.10: Les régimes fiscaux pour la production de gaz de certains pays européens.

Pays	*Clauses du pétrole et du gaz conventionnels à présente*	*Dispositions particulières pour le pétrole et le gaz non-conventionnels*
Pays –Bas	- Redevances : 0% - 7% - Impôt sur les sociétés : 25%	- Pas de régime fiscal spécial applicable au pétrole et au gaz non-conventionnels. - Le gouvernement étudie actuellement encore les possibilités générales de la production du gaz de schistes aux Pays-Bas, et quel type d'incitations et de dispositions réglementaires sont nécessaires.
Danemark	- Redevances : Non - Impôt sur les sociétés : 23,5%	- Aucune condition particulière ne s'applique au pétrole ni au gaz non-conventionnels.
Pologne	- Impôt sur les sociétés : 19% - Taux d'imposition sur les gains en capital : 19% - Impôt sur les succursales : 19%	- Aucune condition spéciale applicable à l'impôt sur les sociétés pour le pétrole et le gaz non-conventionnels. Mais des redevances sont prévues dans la nouvelle loi. Le taux de la redevance sera de 1.5% pour les hydrocarbures non-conventionnels par rapport à 3% pour les hydrocarbures conventionnels. - La nouvelle loi concernant le cadre réglementaire et fiscal pour l'exploration et l'extraction d'hydrocarbures viendra en vigueur en 2016.
Roumanie	- Impôt sur les sociétés : 16% - Redevances : 3,5% - 13,5%	- Aucune condition particulière ne s'applique au pétrole ni au gaz non-conventionnels.
Royaume-Uni	- Impôt sur les sociétés : + 30% avec protection des bénéfices, + 21% sans protection des bénéfices - Taux de charge supplémentaire : 32%	- La loi de finances 2014 a introduit une allocation pour les projets pétroliers et gaziers à terre avec une extension pour protéger le supplément de dépenses à l'égard des pertes sur ces projets. Les mesures proposées couvrent à la fois des projets conventionnels et non-conventionnels sur terre.
Allemagne	- Impôt sur les sociétés : 29,8% - Redevances : 0% – 40%	- Offre de taux de redevances moins élevés sur les hydrocarbures non-conventionnels. Le taux de redevance réduit s'applique pour les cinq premières années à chaque nouveau puits entré en production.
Norvège	- Redevances : Non - Impôt sur les sociétés : 27%	- Aucune condition particulière ne s'applique au pétrole ni au gaz non-conventionnels.

Sources : EY, 2015

La réforme des régimes de la fiscalité dans la nouvelle réglementation crée deux nouvelles taxes : une redevance sur la production d'hydrocarbures, différente pour les gaz de schistes et les hydrocarbures conventionnels (1,5% des revenus dans le cas des gaz de schistes, 3 % pour le gaz conventionnel) et une taxe de 25 % maximum sur les cash-flows liés à la production (Nülle, 2015). Ces taxes s'ajoutent à l'impôt sur les bénéfices des sociétés (taxation à hauteur de 19 %). Mais le gouvernement a annoncé que la ponction fiscale totale serait plafonnée à 40 %. Par ailleurs, alors que ces nouvelles taxes devaient entrer en vigueur en 2015, devant l'opposition des investisseurs, le gouvernement a repoussé cette date à 2020

pour encourager l'exploration du gaz de schistes. Le gouvernement prévoit également une rémunération des municipalités des régions concernées. La nouvelle loi accroît la taxe sur l'extraction et l'environnement, versée aux gouvernements locaux, de 6,06 zlotys à 24 zlotys/1000 m^3 et propose la distribution suivante : 60 % pour les municipalités, 15 % pour les districts, 15 % pour les provinces et 10 % pour le fonds national pour la protection de l'environnement et la gestion de l'eau (Cornot-Gandolphe, 2014a).

Au Royaume - Uni, le gouvernement britannique a également annoncé des incitations fiscales pour l'exploration des gaz de schistes. Afin d'encourager la recherche de gaz de schistes, le ministère du Trésor a proposé une consultation sur un nouveau régime fiscal pour le gaz de schistes. Le régime fiscal devait être appliqué dès 2014 et a été inclus dans le projet de loi de finances pour 2014. La fiscalité des revenus issus des gaz de schistes devait s'élever à 30 %, contre 62 % pour la production de pétrole et de gaz conventionnels, un taux très attractif pour les investisseurs (Cornot-Gandolphe, 2014a). D'autre part, le gouvernement souhaite permettre la redistribution au niveau local des bénéfices afin de surmonter la faible acceptabilité sociale de la fracturation hydraulique observée au Royaume-Uni.

3.3.4. Le niveau des infrastructures et la structure du marché.

3.3.4.1. Niveau des infrastructures.

Les problèmes d'infrastructure semblent un obstacle potentiel au développement du gaz de schistes en Europe. Selon le rapport du Parlement européen en 2010, la longueur totale des systèmes de gazoducs en Europe est environ de 200 000 km, et la densité de pipelines de transport de gaz en Europe est d'environ 29 km / 1000 km2 (Pearson et al, 2012). À l'inverse, aux États-Unis, la longueur totale du réseau de transmission de gaz naturel est d'environ 500 000 km, soit l'équivalent de 53 km de réseau pour 1000 km2 de superficie (EIA, 2011b). Pour augmenter la capacité d'importation et réduire la dépendance vis-à-vis des fournisseurs, un certain nombre de projets d'infrastructure soutenus par l'Europe ont récemment été lancés. En plus, des changements rapides sur les marchés gaziers pourraient également affecter les investissements en gazoducs en Europe.

Cependant, il n'y a pas beaucoup de projets de pipeline qui concerne le développement du gaz de schistes en Europe. L'objectif des principaux nouveaux projets de pipelines est d'augmenter la capacité d'importation. De plus, les principaux gazoducs internes de l'Europe sont des connexions limitées entre le réseau de pipelines de l'Ouest et les infrastructures de l'Est. Et l'infrastructure du système de gaz naturel entre les États membres est très différente. D'ailleurs, les gisements de gaz de schistes en Europe sont très éloignés des réseaux principaux de gazoducs, comme par exemple en Pologne. Des investissements substantiels seraient donc nécessaires pour acheminer le gaz du point de production jusqu'au marché. Cela se révélerait coûteux à construire, et pourrait faire face à une opinion publique hostile. Donc, ces investissements sur les infrastructures sont hautement discutables et à risques élevés.

Figure 3.9 : Le réseau de gazoducs en Europe.

Sources: System Development Map," n.d.

Un autre obstacle est l'accès à la capacité de transport. L'accès à la capacité des pipelines de transport du gaz naturel en Europe est généralement contrôlé par des grandes entreprises de services publics nationaux et régi par une réglementation au niveau national telles qu'en France, en Allemagne, en Pologne. Normalement, les fournisseurs peuvent obtenir une capacité de transport basée sur des contrats de réservation de capacité à long terme. Néanmoins, si le pipeline est déjà rempli, les fournisseurs de gaz doivent construire leur propre pipeline afin d'accéder aux marchés (Stevens, 2012). Alors que le développement des gaz de schiste a besoins d'infrastructure associés qui ne sont pas limités à la capacité de transport par pipeline. Donc, des investissements importants sont nécessaires dans l'infrastructure de transport de gaz pour augmenter sa capacité.

3.3.4.2. La structure du marché.

La structure du marché est également très importante lorsque nous considérons les possibilités de développement du gaz de schistes à une grande échelle. Les États-Unis ont un marché totalement libéralisé c'est-à-dire concurrentiel pour le gaz naturel, alors que le marché européen demeure un système hybride où la concurrence reste imparfaite même si elle tend à croître (Pearson et al, 2012).

Le succès des États-Unis repose sur l'initiative de milliers de petites et moyennes entreprises indépendantes, et sur un marché concurrentiel qui est favorable au développement

du gaz de schistes. Contrairement aux États-Unis, le nombre d'acteurs sur le marché européen est plus limité. L'industrie gazière européenne reste dominée par quelques grands acteurs et subit donc une forte concentration du marché. En particulier, les acteurs de l'amont pétrolier et gazier en Europe sont encore les majors ou certaines compagnies nationales. Ces dernières témoignent d'une aversion au risque plus marquée.

En outre, le marché dans le secteur des services pétroliers et gaziers est beaucoup moins développé en Europe qu'aux États-Unis. La concurrence dans ce secteur est très faible. Par conséquent, les incitations à investir dans la construction de nouvelles plates-formes sont très limitées et les prix des services sont élevés par manque de concurrence. Cela pourrait affecter le rythme et le coût de développement du gaz de schistes.

Nous avons vu qu'aux États-Unis, le niveau élevé de développement des infrastructures d'interconnexion permet l'accès à un marché complètement libéralisé où le principe de séparation entre les réseaux de transport favorise la concurrence entre les opérateurs de gaz (Boersma, 2013). Les producteurs de gaz de schistes ont pu accéder facilement et à des coûts de transport relativement faibles au réseau de gazoducs notamment en raison d'un accès concurrentiel à ce réseau. Tandis que le marché gazier unique et libéralisé de l'Europe n'est pas encore totalement défini, les conditions d'accès au réseau de transport influencent le coût de transport et aujourd'hui génèrent une barrière au développement du gaz de schistes en Europe.

D'ailleurs, le prix du gaz aux États-Unis découle de l'offre et la demande sur des marchés libres (hub Henry). Alors que traditionnellement le prix du gaz en Europe a été déterminé par des contrats à long terme comportant des formules d'indexation de prix basée sur le prix du pétrole (Asche et al., 2012). Cependant, les hubs gaziers en Europe se sont développés au cours des dernières années, comme NBP au Royaume-Uni, TTF aux Pays-Bas ; le prix du gaz dans ces hubs a été orienté par la concurrence gas-on-gas. Mais en réalité, cette tendance n'a pas été générale à travers l'Europe. Dans certaines régions de l'UE, l'indexation sur le prix du pétrole y est encore dominante.

3.3.5. Le problème d'environnement et l'acceptation de la population.

Comme présenté dans le chapitre 2, le développement du gaz de schistes peut générer beaucoup d'impacts négatifs sur l'environnement. En particulier les technologies de fracturation hydraulique dans le domaine du gaz de schistes utilisent beaucoup de tonnes de produits chimiques divers. Certains de ces produits sont inoffensifs mais d'autres sont extrêmement toxiques, comme le benzène ou le plomb, et certains sont cancérigènes. L'opposition à l'exploitation du gaz de schistes augmente rapidement en Europe, et le débat est de plus en plus polarisé. Les préoccupations environnementales ont créé une forte opposition à la fracturation. Cela a conduit à plusieurs moratoires ou interdictions de

fracturation dans les pays européen, et un grand nombre d'études d'impact environnemental ont été lancées.

En réalité, les réglementations en matière d'environnement en Europe sont très drastiques, et strictes. Ce qui se justifie en partie par la densité de la population en Europe. En plus, l'Union européenne s'est contentée de publier en janvier 2014 des recommandations minimales sur les conditions d'exploitation du gaz de schistes pour diminuer les impacts négatifs sur l'environnement. Le public européen attend les résultats des études sur l'impact environnemental de l'exploration du gaz de schistes avant d'accepter pleinement son développement dans leur propre pays. Les préoccupations environnementales sont susceptibles de renforcer le soutien public pour un renforcement du régime de réglementation régissant l'exploitation du gaz de schistes. Les gouvernements ont besoin de promouvoir la confiance du public dans la régulation de l'activité des gaz de schistes, et les opérateurs doivent démontrer que leurs opérations sont durables et bien gérées (EY, 2013). Donc, la prospection des gisements de gaz de schistes sera beaucoup plus lente en Europe qu'aux États-Unis.

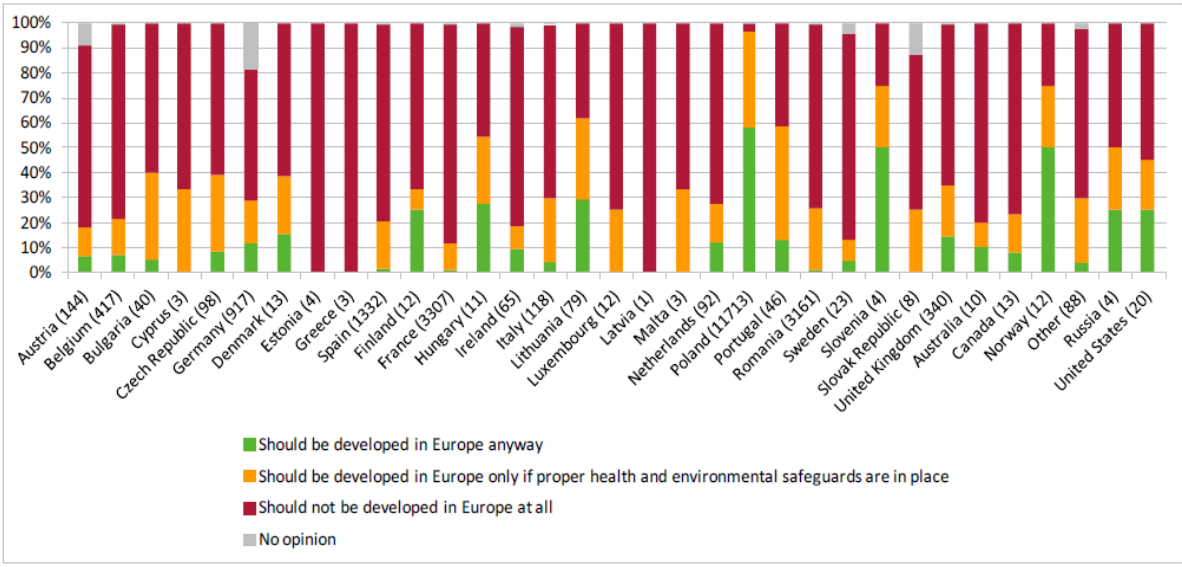
L'exploitation du gaz de schistes peut créer des volumes significatifs d'emplois, ce qui peut améliorer son attractivité pour les communautés locales (Stevens, 2012). Cependant, le développement du gaz de schistes peut créer des résultats très négatifs. Donc, il y a beaucoup de préoccupations, voire des oppositions au gaz de schistes dans le monde, en particulier en Europe. L'AIE indique que pour assurer le développement du gaz de schistes, «*la transparence complète, les mesures, le suivi des impacts environnementaux et de l'engagement avec les communautés locales sont essentiels pour répondre aux préoccupations du public*». Il en est de même, selon le scénario « Low Unconventional Case » de l'AIE en 2012, dans lequel elle suppose que la production globale de gaz non-conventionnels augmentera légèrement au-dessus des niveaux actuels d'ici à 2035 (IEA, 2012a).

L'un des facteurs clé de l'exploration et de la production des gaz de schistes est l'acceptation sociétale de la fracturation hydraulique, seule technologie éprouvée à ce jour. Il y a de nombreuses controverses à propos des questions d'environnement local ou global en liaison avec les technologies d'exploitation du gaz de schistes, non seulement aux États-Unis mais aussi dans d'autres régions, des pays possédant un potentiel de gaz de schistes. En particulier en Europe, des réglementations rigoureuses en matière d'environnement, en liaison avec une population dense, sont fondées sur les problèmes d'environnement qui peuvent avoir des conséquences immédiates sur les populations. Les gouvernements et les industriels dans les pays européens sont souvent soumis à de fortes oppositions locales (Dessus, 2014). Donc, les défis auxquels fait face le gaz de schistes par rapport à l'opinion publique semblent être encore plus grands en Europe (Asche et al., 2012). Le développement des ressources du gaz de schistes est controversé dans de nombreux pays de l'Europe mais l'opinion au sujet du développement du gaz de schistes est très différente d'un pays à l'autre.

Les États-Unis ont des activités pétrolières historiques, la densité de population y est faible, les ressources en eau abondantes, en plus le droit de propriété du sous-sol est privé. Ces facteurs importants ont fait que l'acceptation du développement du gaz de schistes est acquise dans la plupart des régions aux États-Unis. Au contraire, les défis associés à l'acceptation des populations pour le développement du gaz de schistes sont beaucoup plus grands en Europe en raison de la densité de population, des réglementations rigoureuses en matière d'environnement, d'une pénurie d'eau dans certaines régions et de l'absence d'intérêt des propriétaires pour les activités d'exploration et de production du gaz de schistes (Gény, 2010) (Lozano-Maya, 2013). Par conséquent, la conduite du débat et la garantie des intérêts locaux doivent prendre en compte les oppositions de la population en Europe car elles sont en mesure de les influencer (Institut Thomas More, 2013).

En fait, la Commission européenne a commencé une consultation publique sur le développement futur des combustibles fossiles non-conventionnels comme le gaz de schistes à la fin de 2012. Il y avait près de 23 000 participants à la consultation, la plupart provenant de Pologne, de Roumanie, d'Espagne et d'Allemagne. La majorité des répondants exprimait un besoin pour plus d'information du public et une opposition du public aux combustibles fossiles non-conventionnels. Les résultats montrent également que près de 60% des citoyens européens sont opposés à la production de gaz de schistes lorsque les statistiques sont pondérées selon la population de chaque État membre. Cependant, les résultats ont montré que les attitudes des différents pays varient considérablement. Moins de 5% des répondants polonais croient que les ressources non-conventionnelles ne doivent pas être exploitées en Europe, mais près de 90% des Français en sont convaincus (European Commission DG Environment, 2013) (EY, 2013).

Figure 3.10 : L'opinion sur le développement des gaz de schistes en Europe.



Source : Consultation de la Commission européenne, 2013

En ce qui concerne l'acceptabilité sociétale, les pays européens présentent des situations contrastées. Par exemple, en France, sous les pressions de l'opposition du public, des organisations de protection de l'environnement, des politiciens, et des scientifiques aussi, le gouvernement a édicté une loi en juillet 2011 qui interdit l'usage de la fracturation hydraulique pour explorer et exploiter les pétroles et le gaz de schistes. Cette loi est encore en vigueur à présent. En Bulgarie, la résistance de l'opinion publique est très marquée après la décision du gouvernement de délivrer des licences de prospection. L'opposition publique au développement du gaz de schistes a augmenté considérablement, donc le gouvernement a interdit toute exploration et production du gaz de schistes en janvier 2012.

En Angleterre, les problèmes ont commencé avec une série de petites secousses sismiques au printemps 2011 près de Blackpool, dans le nord-ouest du pays en raison de la fracturation hydraulique utilisée dans un forage d'exploration. Les manifestations contre les gaz de schistes sont légion dans les municipalités concernées par l'exploration. La contestation publique s'est organisée, des associations regroupent les mouvements opposés au gaz de schistes. Les préoccupations majeures des opposants à l'exploitation des gaz de schistes au Royaume-Uni concernent la sismicité et la pollution de l'eau. Le gouvernement a interdit la fracturation hydraulique pour les gisements onshore pour une période de dix-huit mois afin de mieux évaluer les risques. Les opposants au gaz de schistes sont passés de 29 % à 43 % en dix-huit mois au Royaume-Uni, tandis que seulement 32 % des personnes sondées se disent en sa faveur (Le monde, 08/2015). En Décembre 2012, le gouvernement britannique a finalement accordé une approbation conditionnelle pour l'exploration des schistes, mais avec des conditions de contrôle strictes.

En Pologne en revanche, l'opinion publique est très favorable à ce secteur d'activité et parfaitement consciente des avantages économiques et stratégiques liés à l'exploitation d'une source d'énergie nationale (Kofod, 2013). D'après un sondage réalisé en juin 2013 par le Centre de recherche sur l'opinion publique (CBOS), 78 % de la population s'est déclarée en faveur de l'extraction des gaz de schistes. Cette forte acceptabilité sociétale s'explique principalement par la promesse des retombées économiques de l'activité, soit en termes d'emplois et de contribution à l'activité économique, soit en termes d'indépendance énergétique (Cornot-Gandolphe, 2014a). Le gouvernement a commencé en 2012 à mieux communiquer avec les populations locales et la société civile. Il a requis que les compagnies présentes sur le territoire polonais publient toute l'information concernant les concessions et les travaux d'exploration et de production de gaz de schistes, y compris la composition des fluides de fracturation.

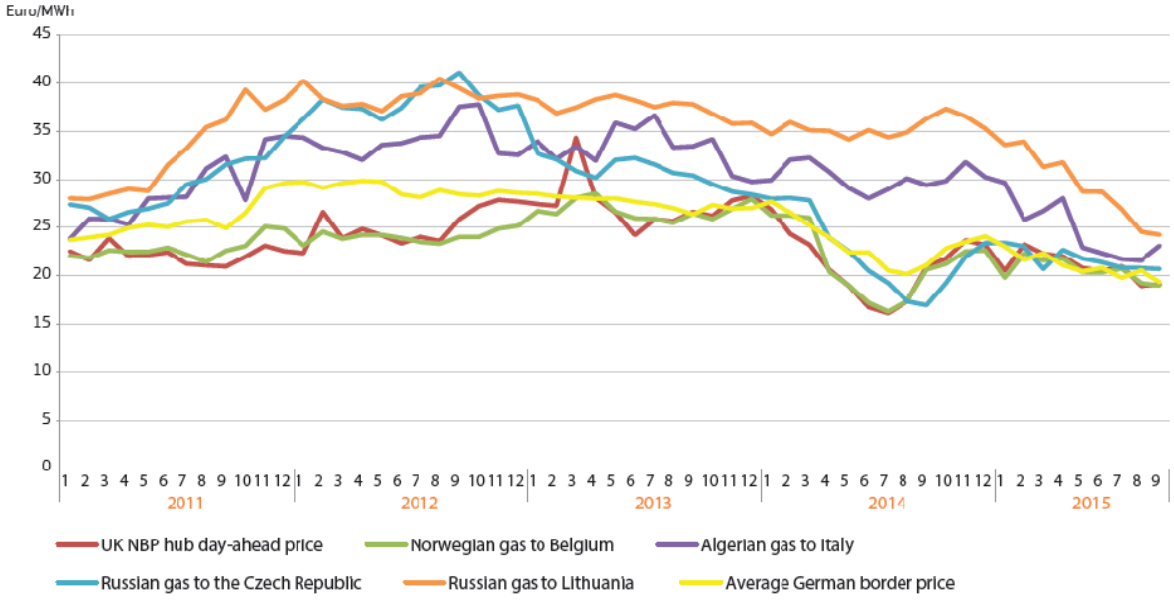
3.3.6. Le problème du coût de production par rapport au prix du gaz naturel.

Du point de vue économique, les estimations des coûts de production du gaz de schiste et le prix d'équilibre (le break-even price) sont très importants. Il est nécessaire de comprendre

comment ces coûts peuvent se comparer avec ceux du contexte américain et d'autres sources d'approvisionnement en gaz (Gény, 2010). Ils permettent d'examiner et de décider d'investissements dans le domaine du gaz de schistes. Ces problèmes sont encore très contestés.

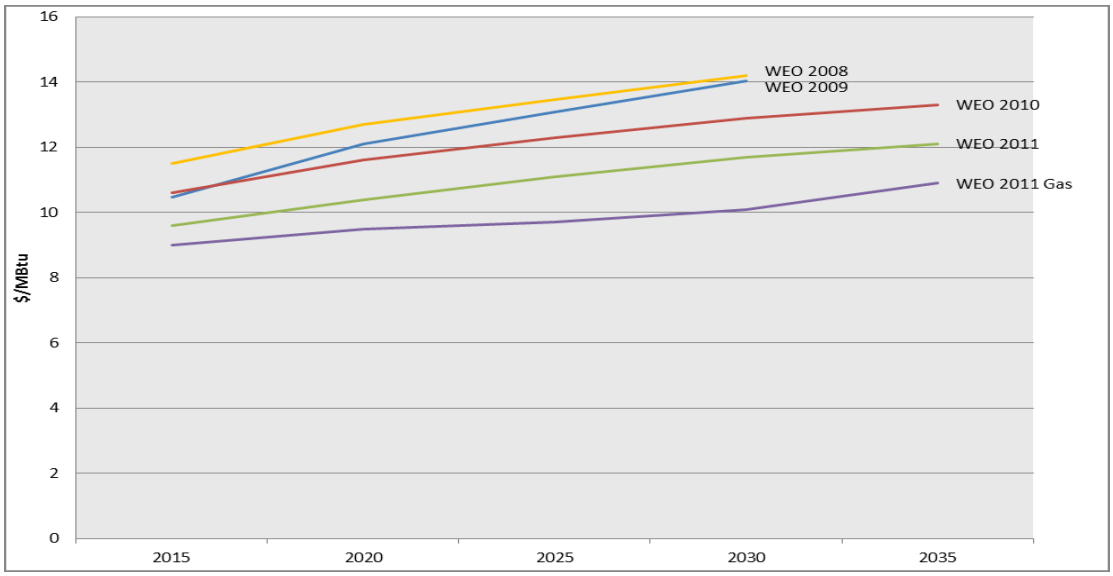
Il y a beaucoup d'estimations des prix futurs du gaz naturel dans plusieurs régions, dans des pays du monde entier. Ils ont été à plusieurs reprises révisés au cours des dernières années pour plusieurs raisons, en particulier le développement du gaz de schistes et la chute rapide du prix du pétrole récemment. Donc, l'estimation du prix du gaz est très difficile et les résultats sont très variables. En Europe, l'estimation du prix du gaz est même plus difficile parce que le prix du gaz en Europe est un hybride entre le prix des contrats à long terme liés à une indexation sur les prix du pétrole et le prix du gaz sur le marché spot. En plus, l'approvisionnement du gaz en Europe provient de nombreux fournisseurs différents, y compris le gaz conventionnel domestique, l'importation par pipeline (Russie, l'Algérie, Norvège) et le GNL. Les figures 3.11, et 3.12 au-dessous indiquent l'hétérogénéité des prix du gaz naturel dans le marché européen.

Figure 3.11 : Prix du gaz naturel en Europe.



Source : European Commission, 2015

Figure 3.12 : Les estimations du prix du gaz naturel à l'importation en Europe selon le scénario de référence de l'AIE.



Source : Pearson et al, 2012

Les estimations des prix du gaz naturel dans le futur se basent sur les hypothèses de développement du gaz non-conventionnel, notamment le gaz de schistes. Les hypothèses de prix entre les cas de développement et de non-développement du gaz de schistes varient fortement. Dans le scénario de la hausse de rendement du gaz non-conventionnel, la disponibilité du gaz agit fortement à la baisse sur ses prix. Par contre, dans le scénario de faible disponibilité du gaz de schistes, la faiblesse de la production de gaz non-conventionnel implique des prix plus élevés du gaz naturel (IEA, 2012a). Les hypothèses des prix du gaz en Europe sont également très différentes selon les estimations. Le tableau 3.11 présente les résultats estimés du prix du gaz naturel sur le marché européen en 2035. L'AIE, dans "*Des règles d'or pour un âge d'or du gaz*", a estimé le prix du gaz naturel à 10,8$/ MMBtu dans le cas de haute production de gaz de schistes, et à 13,1$/MMBtu dans le cas de faible production de gaz de schistes. Dans la même année, l'Énergie Information Administration des États-Unis (EIA) a estimé le prix du gaz en Europe en 2035 à 5,35$/MMBtu dans le cas de haute production de gaz de schistes et à 9,26$/MMBtu dans le cas de faible production. Alors que l'estimation de Joint Rechearch Centre de la Commission européenne prévoit que l'écart du prix du gaz en Europe va faiblir dans les deux cas. Le prix du gaz dans le scenario optimiste est de 6$/MMBtu, et dans le scenario prudent il est d'environ 7$/MMBtu (voir le tableau 3.11 ci-dessous).

Tableau 3.11 : Hypothèses de prix du gaz naturel en Europe selon le niveau de production du gaz de schiste en 2035 ($/MMBtu).

Source	*Cas haut de gaz de schiste*	*Cas faible de gaz de schiste*
EIA - 2012	5,35	9,26
JRC - 2012	6	7
AIE - 2012	10,8	13,1

Source : IEA, 2012a ; EIA, 2012 ; Pearson et al, 2012

Les coûts de production du gaz de schistes doivent être évalués par rapport aux prix du gaz afin de déterminer si la ressource est économiquement viable. Normalement, les coûts complets pour l'exploration et la production du gaz se répartissent en quatre catégories générales comprenant les coûts de découverte et de mise en valeur, les coûts de production, les frais généraux et d'administration, et les intérêts débiteurs. En particulier, les coûts de découverte et de mise en valeur et les coûts de production représentent 80% du coût total complet de la production du gaz en moyenne (Gény, 2010). Dans le secteur du gaz de schistes, on doit utiliser des techniques et technologies plus difficiles telles que le forage horizontal et la fracturation. Donc les coûts de forage et complétion dans un puit horizontal sont généralement de deux à quatre fois plus élevés que ceux d'un puits vertical. Les coûts de production du gaz de schistes sont variables, ils dépendent de beaucoup de facteurs comme les caractéristiques des gisements, la distance du pipeline…

En plus, en comparaison avec le gaz conventionnel, les productions moyennes totales par puits sont généralement plus faibles. La production est rapidement décroissante en quelques années pour le gaz de schistes. Dès la première année, un puits de gaz de schistes débite 50 à 60 % de la totalité du gaz qu'il contient, et voit tomber très fortement son débit dès la deuxième année pour devenir marginal au bout de 4 à 6 ans. Il faut forer en moyenne plus de puits pour produire la même quantité totale de gaz naturel. La faible durée de vie des puits de gaz de schistes exige un renouvellement fréquent des forages pour maintenir la production (Dessus, 2014). Donc, il est nécessaire de poursuivre l'apport de capitaux d'investissement. Par conséquent, le coût de forage et le coût de production du gaz de schistes sont généralement nettement plus élevés que ceux du gaz conventionnel.

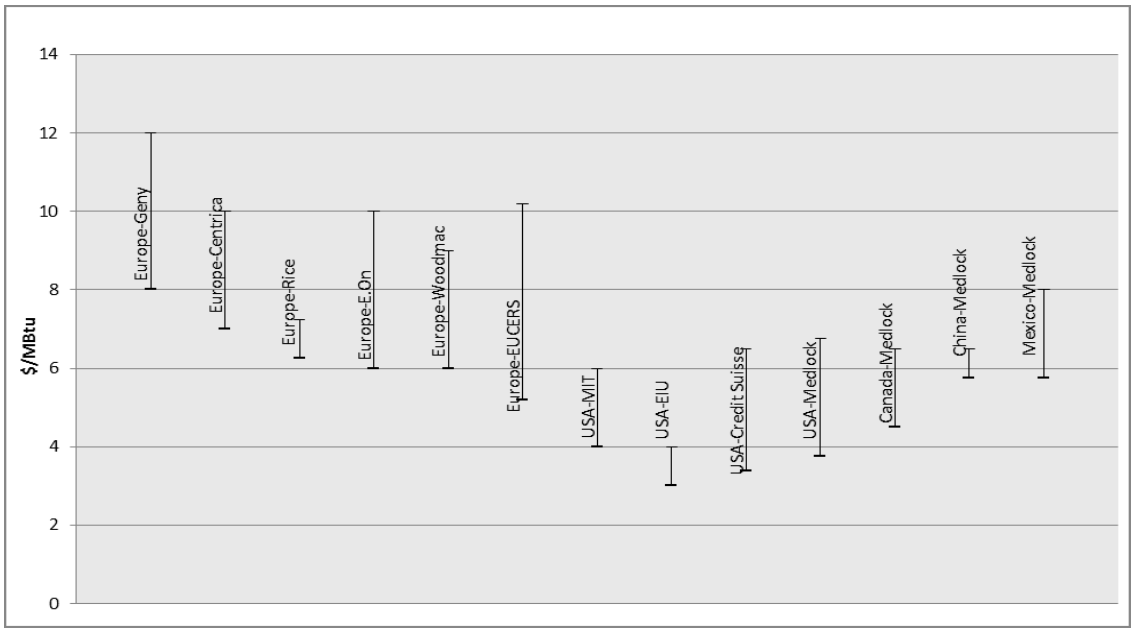
Selon plusieurs études, le coût de production du gaz de schistes en Europe était estimé et sera tout aussi vraisemblablement supérieur à celui des États-Unis pour un certain nombre de raisons. Selon l'étude de Gény, les principales raisons se regroupent dans la description qui suit. Le premier est la géologie plus complexe, avec des gisements de gaz de schistes plus profonds en Europe – une profondeur en moyenne 1,5 fois supérieure à celle des États-Unis. Donc, des plates-formes et des pompes plus puissantes sont nécessaires ainsi qu'une plus grande quantité de fluides de fracturation, tandis que le coût de l'eau est 10 fois plus élevé qu'aux États-Unis. La deuxième est le marché gazier moins développé, avec un manque de concurrence, les coûts des services élevés. La troisième est le manque d'infrastructures, en

particulier le réseau de gazoducs est moins dense. Le coût de la construction d'infrastructures, y compris la construction de routes, d'installations de traitement et de pipelines de transport est plus élevé. Et enfin, les réglementations environnementales, de sécurité et la législation du travail sont plus strictes, le niveau des salaires plus élevé.

Les raisons ci-dessus ont rendu le coût du forage de gaz de schistes en Europe plus cher qu'aux Etats–Unis. En 2012, le coût du forage et de la fracturation d'un puits est d'environ 4 millions de dollars en moyenne aux États-Unis, alors qu'en Pologne le coût moyen est de 11 millions de dollars, au Royaume-Uni il est de 14 millions de dollars (Schackmann, 2013). Par conséquent, les coûts de production du gaz de schistes en Europe sont de deux à trois fois supérieures aux coûts américains.

La discussion sur les coûts indique que les seuils de rentabilité peuvent beaucoup évoluer d'un lieu à l'autre (voir la figure 3.18 ci-dessous). Les estimations des coûts au seuil de rentabilité aux États-Unis se situent entre 3 et 7$/MMBtu. En Europe, il y a eu beaucoup d'estimations sur le coût au seuil de rentabilité du gaz de schistes. Elles sont très différentes, pour la plupart le coût est estimé au double de celui des États-Unis et compris entre 5 et 12$/MMBtu. Les premières estimations pour les coûts au seuil de rentabilité en Europe ont été fournies par une étude réalisée par l'Oxford Institute for Energy Studies et varient de 8 à 12 $/MMBtu (Gény, 2010). Selon l'estimation de l'AIE, les coûts de production devraient être environ 50 % supérieurs, avec des seuils de rentabilité de l'ordre de 5 à 10 $/MMBtu (IEA, 2012a). D'autres études de JRC ont estimé que le seuil de rentabilité varie de 4,4 à 21$/MMBtu selon les cas (Pearson et al, 2012).

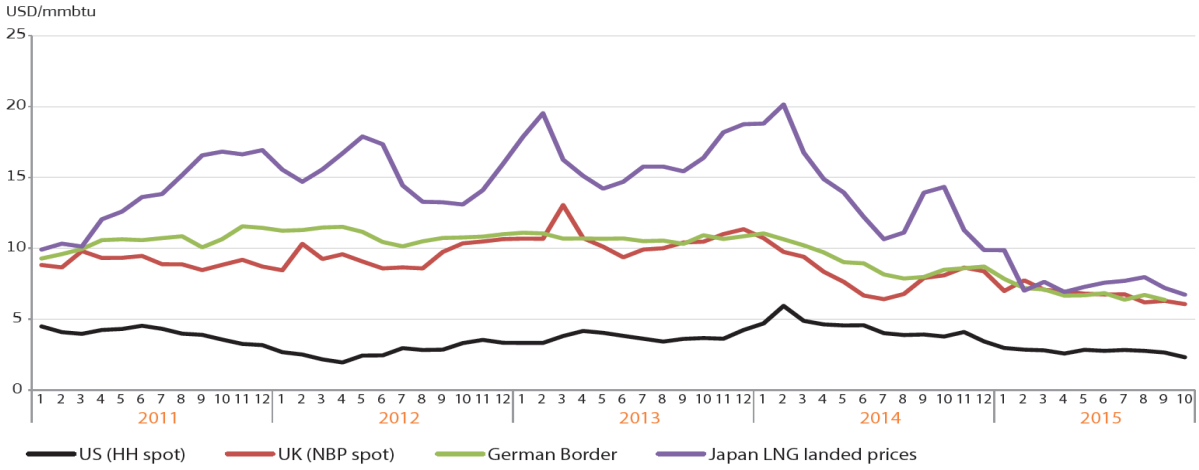
Figure 3.13 : Les estimations des seuils de rentabilité pour la production de gaz de schistes en Europe.



Source: Pearson et al, 2012

Ces niveaux de coûts en Europe semblent très élevés par rapport aux Etat-Unis et prix actuels du gaz en Europe. Il s'agit là d'un grave handicap concurrentiel, qui révèle à quel point les économies d'échelle sont importantes. En particulier, il reste à voir quel est l'impact de la tendance à la baisse des prix du gaz naturel dans le monde dans les dernières années en raison du développement du gaz de schistes aux Etats–Unis et du choc de la chute du prix du pétrole récemment. En Europe, dans la période 2011-2014, le prix moyen du gaz a varié entre d'environ 9,5$/MMBtu à 12$/MMBtu (prix spot et prix de contrats de long terme). Le prix du gaz continue à diminuer fortement en 2015 jusqu'à maintenant, le prix en moyenne est de 7,3$/MMBtu en 2015 (prix spot et prix de contrats de long terme), et seulement de 5,3$/MMBtu en janvier 2016 pour le NBP (voir la figure 3.19).

Figure 3. 14 : Les prix du gaz naturel dans le monde pour la période 2011-2015.



Source : European Commission, 2015

Le prix trop faible actuellement réduit l'intérêt des investisseurs pour le gaz de schistes. En fait, il y a beaucoup de producteurs de gaz qui ont réduit leur production et aussi abandonné leurs investissements dans les activités de développement du gaz de schistes, y compris aux États-Unis et dans d'autres régions du monde, avec même le risque de faire faillite. En Europe, huit des 11 entreprises internationales qui avaient investi en Pologne, y compris Chevron, Exxon, Talisman, Marathon, Eni et Total ont arrêté les activités d'exploration à la fin du 1er trimestre 2015. Chevron s'est également retiré de projets de gaz de schistes en Ukraine, Lituanie et Roumanie (IEA, 2015c).

Les prévisions ont évalué le coût de production du gaz de schiste en Europe à un niveau assez élevé. Il semble que l'économie du gaz de schistes en Europe ne puisse concurrencer les gaz d'importation et le gaz conventionnel domestique au cours de la prochaine décennie. En particulier la chute du prix du pétrole à la fin 2014 a conduit au déclin du prix du gaz naturel en Europe. Ceci rend la perspective du gaz de schiste en Europe plus incertaine. Par conséquent, le développement du gaz de schistes en Europe a peu de chances de se réaliser vraiment, et la production de gaz de schistes devrait rester très limitée.

3.4. Trajectoire de développement des gaz de schistes en Europe.

Les perspectives d'un « boom des gaz de schiste » de la région ou de pays comme celui qui s'est produit aux USA ont été le thème de nombreux débats. Selon la plupart des experts, des analystes, l'industrie du gaz de schistes fait face à des défis et des obstacles importants. Il est trop tôt pour conclure que le gaz de schistes prendra son essor à l'extérieur des États-Unis. Surtout dans les conditions actuelles, avec les préoccupations de plus en plus fortes au sujet des influences négatives de l'exploration et de la production de gaz de schistes sur l'environnement, le prix du gaz naturel dans le monde de plus en plus bas et les changements dans les politiques énergétiques. En plus, on note les résultats décevants du processus de forage pour explorer et évaluer le gaz de schistes en Pologne. Tous ces facteurs semblent laissent présager que les ambitions d'un développement important du gaz de schistes en Europe sont en train de disparaître. Les entreprises qui s'intéressent aux gaz de schistes sont de moins en moins nombreuses. Le déclin tend à se manifester non seulement dans les pays et les régions qui désirent reproduire un autre boom du gaz de schistes tels que la Chine, les pays européens comme la Pologne, le Royaume-Uni, même voire aux États-Unis.

Aucun autre pays, aucune autre région ne possède les conditions favorables qui sont à l'origine de la réussite du gaz de schistes aux États-Unis. Cela indique également que les pays détenteurs de grands potentiels de ressources de gaz de schistes et qui émergent comme des producteurs très prometteurs, doivent faire face à des défis importants et ils ont besoin de temps pour les résoudre. Le développement du gaz de schistes en Europe reflète clairement le fait qu'il sera très difficile, voire impossible de reproduire les pratiques américaines (Gény, 2010) (Saussay, 2014). Selon Spencer et al (2014), la production de gaz de schistes ne devrait pas avoir d'impacts macroéconomiques ou de compétitivité importants pour l'Europe sur la période 2030 -2035.

En dehors des défis de conditions géologiques et physiques tels que les gisements plus profonds, la densité de population plus élevée, l'absence d'infrastructures de forage, les cadres réglementaires et fiscaux incertains, de l'insuffisance des capitaux d'investissement et du manque de travailleurs qualifiés appropriés pour assurer le démarrage rapide de ce secteur d'activité, les Etats européens font face à des niveaux élevés de contrôle en raison de leurs engagements ambitieux pour réduire les émissions de dioxyde de carbone. Des activistes environnementaux affirment que le surdéveloppement des ressources de gaz naturel pourrait dissuader les investissements dans des énergies renouvelables et compromettre les objectifs de réduction des émissions de CO2 (Schackmann, 2013).

Tableau 3. 12 : Les estimations de la production de gaz de schistes en Europe en 2035.

Source	***Projection de la production de gaz de schistes de l'Europe en 2035***	***Taux de dépendance pour le gaz importé en 2035***
JRC 2012	1 à 2,1 Tm^3 cumulativement en 2035 dans les scénarios optimistes / pessimistes	- 57% dans le scénario haut de gaz de schistes - 72% dans le scénario bas de gaz de schistes
IEA WEO NPS 2013	20 Gm^3	81%
Pöryry et Cambridge Econometrics	- 150 Gm^3 dans le scénario haut de gaz de schistes - 60 Gm^3 dans le scénario bas de gaz de schistes	- 63% dans le scénario haut de gaz de schistes - 80% dans le scénario bas de gaz de schistes
BP WEO 2013	37 Gm^3	75%
EIA 2013	79 Gm^3 (OECD Europe)	75% (OECD Europe)

Source : Spencer, et al., 2014

Différents scénarios de développement du gaz de schistes en Europe ont été établis. Cependant, les scénarios prospectifs pour la production de gaz de schistes européenne sont limités et présentent une très grande diversité de résultats (nous pouvons le voir dans le tableau 3.12). Dans les scénarios de production les plus élevés, la production de gaz de schistes tend à compenser la baisse de production du gaz conventionnel domestique. Dans les scénarios de production plus faible, la production de gaz de schistes nationale ne suffit pas à compenser la baisse de la production du gaz conventionnel domestique. Selon Thomas Spencer et al, en raison des incertitudes autour de la taille exacte des réserves exploitables de gaz de schistes de l'Europe, un scénario médian d'environ quelques dizaines de milliards de mètres cubes de production qui couvrirait environ 3 à 10% de la demande de gaz naturel en Europe prévue en 2030-2035 serait envisageable.

Dans tous les scénarios estimés de développement du gaz de schistes en Europe, la dépendance aux importations reste à un niveau élevé, et les prix sont largement déterminés par les prix internationaux d'importation (Spencer et al, 2014). Par exemple, dans les scénarios de JRC en 2012, on a estimé que le taux de dépendance pour le gaz importé en Europe en 2035 serait entre 57% et 72% selon les scénarios de production de gaz de schiste envisagés (production élevée ou faible). Les prévisions de l'AIE et de BP sont de 81% et 75%. Ces niveau de dépendance sont proches des niveaux actuels. Donc, les impacts de la production de gaz de schistes sur le marché de l'énergie européen ne semblent pas trop important dans l'avenir.

En termes de défis énergétiques, climatiques et de compétitivité, le gaz de schistes pourrait être un complément à une stratégie énergétique globale de l'Europe pour certains

pays fortement dépendants du charbon ou du gaz russe. Le gaz de schistes pourrait aider l'utilisation du gaz comme combustible de transition vers un secteur de l'énergie à faible émission de carbone d'ici 2050. Mais le gaz de schistes n'est pas une nouvelle ressource pour la sécurité d'approvisionnement et la compétition de prix du gaz sur le marché européen. Néanmoins, il n'est certainement pas un substitut pour les orientations stratégiques actuelles de la politique énergétique de l'Europe (Spencer et al, 2014).

3.5. Conclusion du chapitre.

Le gaz naturel joue un rôle important dans les mix énergétiques de l'Europe. Avec les bonnes caractéristiques d'énergie plus propre, le gaz naturel tend à devenir une énergie importante dans la stratégie de transition énergétique en Europe. Le marché du gaz naturel européen est également un grand marché dans le monde avec une consommation actuelle assez stable et qui va se confirmer dans l'avenir. Cependant, il est fortement dépendant des approvisionnements extérieurs (pour environ 70%) tels que le gaz importé via les gazoducs venant de Russie, d'Algérie, de Norvège ou le gaz importé sous forme de GNL. Dans les décennies récentes, la production de gaz naturel conventionnel domestique a diminué rapidement, d'où la dépendance croissante de l'Europe vis-à-vis du gaz importé.

La révolution du gaz de schistes aux États-Unis a encouragé des pays dans le monde qui ont estimé posséder ces ressources, y compris les pays européens tels que la Pologne, le Royaume-Uni, la Roumanie… Pourtant, les potentiels de gaz de schistes dans les pays européens sont encore incertains, avec des estimations variables de ces ressources. En plus, l'opinion au sujet du développement du gaz de schistes en Europe est également très différente. Plusieurs pays européens se sont malgré tout lancés dans la voie de l'exploitation du gaz de schistes : c'est le cas de la Pologne, ainsi que du Royaume-Uni, du Danemark et de la Roumanie. Mais il y a plusieurs interdictions ou moratoires de fracking de gaz de schistes dans des Etats membres européens. Les opérateurs sont maintenant dans la phase active d'évaluation/prospection (acquisition de données sismiques, forages d'exploration et tests de production).

Ce chapitre a analysé les principales conditions pour le développement du gaz de schistes en Europe en se basant sur des comparaisons avec des facteurs qui ont créé les réussites du boom du gaz de schistes aux États-Unis. Généralement, l'environnement opérationnel du gaz de schistes est moins favorable qu'aux États-Unis. Les conditions de géologie sont plus complexes, (par exemple plus de profondeur), et sont moins favorables. Les difficultés autour de l'accès aux ressources sont plus grandes en raison de la densité de population, des sources d'eau, des lois de la propriété des terrains, des réglementations environnementales plus strictes, et de l'acceptation du public nettement plus faible. En plus, l'Europe manque d'une histoire de l'exploration et de la production de gaz et de pétrole onshore, donc d'informations, d'expériences, de technologies, des services et des

infrastructures dans ce domaine. Elle est moins développée, moins flexible et moins compétitive.

En outre, l'Europe manque d'une réglementation homogène sur le gaz de schistes, manque de politiques fiscales pour encourager le développement de cette industrie. Le marché du gaz en Europe est en cours de réforme vers un marché libéralisé, la concurrence y est faible. D'ailleurs, les importantes subventions accordées aux énergies renouvelables génèrent également un problème de concurrence pour le gaz en Europe, d'autant que ces énergies renouvelables sont prioritaires dans un certain nombre de pays et même pour la Commission européenne. Par conséquent, tous ces défis structurels, institutionnels et environnementaux freinent le développement du gaz de schistes en Europe.

Selon notre analyse, le coût de production du gaz de schistes est très élevé par rapport au prix du gaz naturel actuel et au prix estimé du gaz naturel en Europe dans le futur. À présent, sous l'influence du développement du gaz de schistes aux États-Unis, et notamment la chute rapide du prix du pétrole dans les dernières années, le prix du gaz naturel actuel est trop faible. Cela va influencer les décisions des investisseurs dans ce domaine. En plus, les changements récents des politiques climatiques, et les premiers résultats décevants des tests de volume de puits de gaz de schistes en Pologne ont contribué à la dégradation des perspectives pour le gaz de schistes en Europe.

En fait, l'exploration des gaz de schistes dans quelques pays européens n'avance pas aussi vite que les gouvernements le souhaiteraient. Les entreprises réorientent leur stratégie, évitent des actifs plus risqués et moins attrayants comme le domaine du gaz de schistes. Les entreprises qui manifestent un intérêt pour le gaz de schistes sont en train de disparaître rapidement en Europe. Plusieurs compagnies telles que Exxon Mobil, Chevron, Marathon… ont décidé d'arrêter leurs travaux d'exploration du gaz de schistes en Europe, même dans les pays où le gouvernement a manifesté un soutien, tels que la Pologne et la Roumanie. Il semble donc assez certain que le développement du gaz de schistes sera limité dans un avenir proche en Europe.

CHAPITRE 4: ANALYSE CRITIQUE DES DETERMINANTS DU DEVELOPPEMENT DES GAZ DE SCHISTE EN ASIE: LE CAS DE LA CHINE

Introduction

C'est sans doute en Asie que les enjeux d'un développement des gaz de schiste sur grande échelle sont les plus importants. Cette région est appelée à voir croître sa demande gazière et donc ses importations de manière importante. D'une part ses besoins en énergie sont considérable compte tenu de sa croissance économique en particulier celle des deux géants que sont l'Inde et la Chine. D'autre part les pressions environnementales telles que la pollution de l'air, la nécessité de réduire les gaz à effet de serre dans le cadre de la lutte contre le changement climatique, influeront fortement sur les politiques énergétiques dans les pays asiatiques dans l'avenir. Ces problèmes d'environnement exigent un changement rapide et fort du mix énergétique en faveur d'énergies moins carbonées. Dans ces conditions une interrogation émerge : le gaz naturel pourrait-il être une énergie importante du processus de transition énergétique ? Le remplacement du charbon et du pétrole par le gaz notamment pour la production d'électricité à court ou moyen terme pourrait contribuer à réduire les émissions tout en permettant le développement économique de cette zone.

Dans le contexte d'une croissance de la dépendance aux importations, le développement des gaz non-conventionnels, notamment le gaz de schiste, apparait comme dans l'UE comme le moyen de réduire la dépendance et de répondre au problème de sécurité énergétique qui est un thème central des politiques énergétique de la zone et tout particulièrement de la Chine. Les pays asiatiques ont des objectifs ambitieux pour la production future en matière de gaz non-conventionnels.

L'Asie disposerait d'un potentiel significatif de gaz de schiste. En particulier, selon le rapport de l'US Energy Information Administration (EIA), la Chine aurait les réserves en gaz de schiste les plus grandes au monde. Cependant, les évaluations restent jusqu'à présent insuffisantes. Les données sur le gaz de schiste en Asie sont très variables et incertaines. Par ailleurs de nombreux facteurs institutionnels (en termes de fiscalité), organisationnels (faible libéralisation de l'industrie gazière), économique (prix administrés), industriels risquent de fortement contraindre leur développement dans cette région du monde.

Nous procéderons dans ce chapitre comme pour le Chapitre 2. Les contraintes au développement des gaz de schistes en Asie seront examinés à l'aune des facteurs que nous avons identifiés comme ayant permis la réussite de l'expérience américaine. Pour ce faire, un pays sera plus particulièrement analysé en l'occurrence la Chine. L'importance de ses besoins en énergie ainsi que ses engagements en matière climatique justifient que l'on s'intéresse plus précisément à ce pays. Il est clair que si la Chine était amené à devenir un fort importateur de gaz, les équilibres es trois marchés régionaux pourraient en être fortement changés.

4.1. La perspective des ressources de gaz de schiste en Asie : la Chine au premier rang

Dans un contexte où l'énergie renouvelable ne remplace pas encore les sources traditionnelles comme le charbon et le pétrole, le rôle du gaz naturel apparait de plus en plus important sur la scène mondiale. Actuellement, le gaz naturel influence très fortement la politique énergétique dans le monde parce qu'il est plus propre que les autres combustibles fossiles, donc il peut être considéré comme un combustible de transition vers un avenir faible en carbone. D'ailleurs, la progression des technologies a conduit à la découverte de nouvelles réserves de gaz, y compris de gaz de schiste. Le boom du gaz de schiste est apparu en Amérique du Nord et l'impact sur le marché du gaz naturel en Amérique du Nord est très fort. Cet essor a soulevé les questions clés pour l'avenir comme : Peut-il continuer aux États-Unis, est-il possible de reproduire l'expérience dans d'autres parties du monde ? Évidemment, d'autres régions ou pays dans le monde veulent développer également ces ressources. Cependant, l'appréciation du potentiel de développement du gaz de schiste dans d'autres régions est encore très imprécise et incertaine. Ci-dessous, nous analysons les perspectives des ressources de gaz de schiste en Asie, en particulier en Chine, pour comprendre la potentialité de développement du gaz de schiste dans cette région.

4.1.1. Ressources en gaz de schiste en Asie : une information lacunaire.

Tous les signes indiquent que dans l'avenir la demande de gaz augmentera et gagnera une part toujours plus importante dans le mix énergétique primaire global. Des rapports récents de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) suggèrent que l'utilisation du gaz pourrait augmenter de plus de 50% à l'horizon 2035 (IEA, 2011a; IEA, 2012a). Ainsi, la demande de gaz va continuer à croître dans la plupart des pays d'Asie et ils devront compter sur l'importation du gaz ou sur leurs propres réserves de gaz. Toutefois, les réserves de gaz conventionnel dans la région sont relativement limitées et les importations de gaz vers la région Asie ont augmenté très rapidement. Par exemple, celles de l'Asie de l'est ont été multipliées par 4 depuis 2000 (Andrews-Speed et Len, 2014). Donc, un certain nombre de gouvernements de cette région qui peuvent posséder des ressources de gaz de schiste ont lancé des programmes pour évaluer la potentialité de cette ressource.

Comme conséquence de la révolution du gaz de schiste aux États-Unis, on a vu une explosion d'intérêt pour le gaz de schiste dans le monde entier. Les pays d'Asie sont à diverses étapes de l'évaluation de leurs ressources de gaz de schiste et ont des objectifs ambitieux pour la production future. Si ces objectifs sont atteints, les impacts sur les marchés du gaz régional et mondial seront profonds (Andrews-Speed et Len, 2014). Cependant, en dehors des États – Unis et du Canada, il n'y a pas beaucoup d'études fiables disponibles sur les gaz de schiste.

Jusqu'à maintenant, les données estimées du potentiel de ressources de gaz de schiste en Asie sont très différentes, très discutables et conduisent à un manque de confiance qui pose problème pour l'analyse rigoureuse de la situation. Il n'y a pas encore des travaux de recherches complets et détaillés sur le gaz de schiste dans cette région. La plupart des estimations du gaz de schiste asiatique proviennent des institutions ou des chercheurs hors de cette zone, principalement à partir des États-Unis, tels que l'Énergie Information Administration (EIA), la commission géologique des États-Unis (USGS) aux États-Unis, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) en France... Dans la majorité des recherches, on utilise principalement la méthode de l'analogie, donc les résultats disponibles sont peu fiables et la confiance est insuffisante. Actuellement on utilise le plus souvent comme base les résultats estimés d'EIA. Le tableau 4.1 ci-dessous présente les résultats principaux d'estimation de gaz de schiste dans la région Asiatique.

Tableau 4.1 : Les estimations de gaz de schiste en Asie.

Institution - année	***Ressources en place (Tm^3)***	***Ressources techniquement récupérables (Tm^3)***
Rogner - 1997	100	-
EIA - 2011	160	39
EIA - 2013	184	40
AIE - 2012	-	57

Source : Rogner 1997 ; EIA 2011a ; EIA 2013a ; IEA 2012a

On peut dire que Rogner est le pionnier dans la recherche relative à l'évaluation du potentiel de gaz de schiste dans le monde. Malgré les restrictions dans ses recherches, les résultats obtenus par Rogner offrent des informations initiales pour évaluer les ressources mondiales de gaz de schiste, et précurseurs des recherches suivantes. En 1997, il estime que le total des ressources de gaz de schiste en place dans le monde est de 456 Tm^3, dont 100 Tm^3 en Asie, soit 21,9% du total des réserves en place de gaz de schiste dans le monde. En 2011, dans son premier rapport sur le gaz de schiste, l'EIA a estimé que les ressources en place de gaz de schiste en Asie étaient de 160 Tm^3, soit une croissance de 60,5% par rapport aux données estimées par Rogner et représentent environ 22,4% du total des ressources mondiales en place. Les ressources techniquement récupérables étaient de 39 Tm^3. En 2012, selon l'Agence internationale de l'énergie les ressources techniquement récupérables d'Asie pouvaient atteindre 57 Tm^3. Le rapport récent de l'EIA en 2013 a augmenté son estimation des ressources de gaz de schiste dans le monde et dans la région asiatique, le total dans le monde passant à 1 013 Tm^3, et pour la part de l'Asie à 184 Tm^3, soit 18,15%. Les ressources techniquement récupérables étaient de 40 Tm^3.

Selon le rapport d'EIA sur le potentiel du gaz de schiste dans le monde, seuls 41 pays sur 207 font l'objet d'une analyse. De plus, malgré les précautions prises par les auteurs, l'incertitude quantitative sur les ressources réellement exploitables économiquement dans les pays étudiés reste importante pour de nombreuses raisons. Le volume de gaz de schiste en place fait l'objet d'un premier calcul qui tient compte de la perméabilité et de la porosité des roches, de l'épaisseur des couches, de leur surface et du taux de carbone qu'elles contiennent (Dessus, 2014). Plusieurs études ont estimé que l'Asie a les plus importantes réserves de gaz de schiste dans le monde, et dans cette région la Chine, l'Inde, le Pakistan, l'Indonésie sont considérés comme les pays les mieux dotés.

Tableau 4.2 : L'estimation des réserves de gaz de schiste en Asie.

Pays	Le potentiel de gaz en place (Tm^3)	Techniquement récupérable (Tm^3)	% du monde	
			Le potentiel de gaz en place	Techniquement récupérable
Chine	134,4	31,5	15,24	16,81
Mongolie	1,6	0,1	0,18	0,06
Thaïlande	0,6	0,1	0,07	0,08
Indonésie	8,6	1,3	0,97	0,69
Inde	16,5	2,7	1,88	1,45
Pakistan	16,6	3,0	1,88	1,58
Jordanie	1,0	0,2	0,11	0,11
Turquie	4,6	0,7	0,52	0,36
Totale Asie	183,9	39,7	20,86	21,15
Totale Monde	881,7	187,8	100,00	100,00

Source : EIA, 2013a

Selon les estimations ci-dessus, la plupart des ressources de gaz de schiste en Asie se concentrent en Chine. Les ressources de gaz de schiste y représentent de 70 à 80% du total des ressources de gaz de schiste en Asie. La Chine détiendrait les réserves en gaz de schiste les plus vastes des ressources techniquement récupérables qui représentent environ 17% du total mondial. C'est également le pays dont le gouvernement a des ambitions fortes pour développer rapidement les ressources en gaz de schiste. Actuellement, la Chine est encore à un stade précoce de délimitation, d'évaluation et de tests mais le gouvernement a donné la priorité au développement du gaz de schiste sur les fronts technologique, juridique et commercial (EIA, 2013a).

En dehors de la Chine, d'autres pays asiatiques ont un grand potentiel de gaz de schiste : ce sont l'Inde, le Pakistan, l'Indonésie avec des réserves en place respectivement de 16,5 Tm^3, 16,6 Tm^3 et 8,6 Tm^3. La Chine et l'Inde ont commencé à explorer leurs ressources

de gaz de schiste domestiques, mais les possibilités d'une autre révolution du gaz de schiste comme aux États-Unis restent vagues. Les deux pays ont des politiques actives et également des programmes de coopération avec les États-Unis dans le domaine du développement du gaz de schiste. Leurs entreprises ont également investi dans des projets de gaz de schiste en Amérique du Nord. Cependant, il reste encore beaucoup à apprendre sur la viabilité économique de leurs ressources.

Au Pakistan et en Indonésie, les ressources de gaz de schiste ont reçu moins d'attention qu'en Chine ou en Inde, et ont été moins étudiées, donc les données sont moins certaines (Asian Development Bank, 2013). En plus, selon l'EIA, le potentiel de gaz de schiste en Thaïlande, en Mongolie, et en Jordanie est également significatif, mais il nécessite plus d'études, d'analyses pour mieux le définir. A l'exception des pays ci-dessus, dans la région asiatique, le potentiel de gaz de schiste reste mal identifié. .

Finalement l'Asie est évaluée comme disposant d'un grand potentiel de ressources en gaz de schiste dans le monde, mais elle manque d'études concrètes et détaillées. Les caractéristiques géologiques des gisements de schiste peuvent varier considérablement, affectant les profils des potentiels de production (Nakano, 2012). En outre, les conditions comme le système de régulation, l'organisation des infrastructures, les mécanismes de fixation des prix, l'environnement et la gestion des ressources, les défis de société … peuvent influencer nettement l'échelle de développement futur du gaz de schiste dans les pays asiatiques.

4.1.2. Perspectives de la Chine : un grand potentiel et des incertitudes.

La Chine est connue comme l'un des plus grands pays de consommation d'énergie à l'échelle mondiale, et la demande d'énergie de la Chine va continuer à croître très rapidement, en particulier en énergies plus propres. L'Agence internationale de l'énergie estime que la Chine va consommer plus de gaz que l'Union européenne à l'horizon 2035 (IEA, 2011c). Donc la Chine se concentre sur la sécurisation des approvisionnements nouveaux et la diversification de l'énergie pour maintenir le taux de croissance économique et un développement social stable. Dans l'avenir proche, les énergies renouvelables comme le solaire, l'éolien ne remplaceront pas les énergies fossiles pour diminuer les problèmes de pollution. Par conséquent, le gaz naturel est le choix optimal maintenant pour diminuer les impacts sur l'environnement par rapport à d'autres énergies fossiles. Les niveaux extrêmes de la pollution atmosphérique dans les villes en Chine au cours des dernières années ont créé une grande pression sur le gouvernement pour passer du charbon au gaz. En conséquence, la quantité de gaz importé a augmenté rapidement. Le gaz non-conventionnel, en particulier le gaz de schiste, est apparu comme une opportunité pour que la Chine assure sa sécurité énergétique et diminue également sa dépendance au gaz importé dans le futur.

Le gouvernement chinois a décidé de développer cette nouvelle ressource afin de répondre à l'énorme demande en énergie nécessaire à son développement socio-économique rapide (Hu et Xu, 2013b). C'est un élément fondamental pour réaliser les objectifs du pays dans l'avenir : augmenter la sécurité de l'énergie, diminuer les émissions de gaz à effet de serre, et améliorer la qualité de l'air, poursuivre une croissance économique profitable et le développement de la société (Farah et Tremolada, 2013). Le gouvernement chinois a fixé l'objectif d'augmenter la part du gaz naturel dans la consommation d'énergie primaire totale de 4% en 2010 à 10% en 2020 (Gao, 2012).

Il est clair que le gaz de schiste devrait jouer un rôle important en contribuant à des besoins futurs en énergie de la Chine. Cependant, la plupart des estimations fondamentales proviennent des institutions en dehors de la Chine. La méthode principale dans les estimations de gaz de schiste en Chine utilise la comparaison et l'analogie, donc la précision des résultats est faible et incertaine. Le tableau 4.3 ci-dessous présente les estimations de gaz de schiste en Chine.

La première estimation des ressources de gaz de schiste en Chine a été réalisée par l'Université de Géoscience chinoise en 2008. Elle a estimé les réserves techniquement récupérables de gaz de schiste en Chine à environ 26 Tm^3. Après un an, l'institut de recherche de l'exploration et développement des pétroles de Petrochina a publié des données plus modestes de 10 à 20 Tm^3. En 2010, sur la base des analyses analogiques, la CNPC a estimé les ressources de gaz de schiste dans les grands bassins et les régions de la Chine de 21,5 à 45 Tm^3. La plupart des ressources de gaz de schiste se trouvent dans le sud et dans nord – ouest avec 46,8% et 43% respectivement (Nakano, 2012).

Tableau 4. 3 : Les évaluations du potentiel des ressources de gaz de schiste en Chine.

Institution qui a évalué	***Réserves techniquement récupérables (Tm^3)***			***Année valeur***
Université de géosciences de Chine	26			2008
Institut de recherche de l'exploration et du développement pétrolier, PetroChina	10 - 20			2009
Agence internationale de l'énergie (AIE)	26			2012
Énergie Information Administration des Etats –Unis (EIA)	36,1			2011
Énergie Information Administration des Etats –Unis (EIA)	31,5			2013
Centre de recherche stratégique du pétrole et du gaz, Ministère de la terre et des ressources de la Chine	25,1			2011
China National Petroleum Corporation	21,5 - 45			2010
Christophe McGlade et al	Basse	Moyenne	Haute	2012
	4,2	19,2	39,8	

Source : Yu, 2015 et d'autres sources

En 2011, le Ministère des terres et des ressources de la Chine (MLRC) a organisé une évaluation nationale du potentiel des ressources de gaz de schiste et l'optimisation des zones favorables. D'après le MLRC, les réserves de gaz de schiste en Chine vont jusqu'à 134,42 Tm^3 ; le potentiel total des ressources techniquement récupérables en Chine est d'environ 25,1 Tm^3 (Yu, 2015). D'autres rapports suggèrent que les réserves exploitables de la Chine sont peut-être supérieures de 50% à celles des États-Unis, ce qui fait de la Chine le plus grand des dépôts de gaz de schiste dans le monde (Gunningham, 2014). Par exemple, l'EIA en 2013 a estimé que les ressources techniquement récupérables de gaz de schiste en Chine sont de 31,5 Tm^3. Bien que cette donnée soit inférieure aux estimations de l'EIA en 2011 (de l'ordre de 36,1 Tm^3), elle suggère encore que la Chine a une des plus grandes réserves mondiales. D'autres estimations (McGlade et al, 2012) indiquent que le potentiel de gaz de schiste en Chine se situait à trois niveaux différents. Dans le cas le plus bas, les ressources techniquement récupérables de gaz de schiste en Chine sont de 4,2 Tm^3, et dans le cas le plus haut elles sont de 39,8 Tm^3. En raison de cela, la Chine peut fortement bénéficier d'un développement du gaz de schiste.

Reconnaissant l'énorme potentiel des ressources de gaz de schiste, le gouvernement chinois a élaboré des plans ambitieux pour les exploiter le plus rapidement possible. Par conséquent, la façon d'explorer le gaz de schiste avec succès est devenu un sujet très sensible pour le gouvernement, les chercheurs et les entreprises. Le développement du gaz de schiste est devenu un thème prioritaire du 12ème plan quinquennal (Gunningham, 2014) et le gouvernement chinois a publié une série d'orientations à ce sujet (Yu, 2015). L'objectif de la Chine est de multiplier la production de gaz de schiste au moins par dix entre 2015 et 2020 (Yang, 2012) et continuer cette croissance rapide par la suite. Selon la prévision du Ministère de la terre et des ressources de la Chine, en 2020, la production de gaz de schiste de la Chine atteindra 8% à 12% du gaz naturel ; à l'horizon 2035, la production de gaz de schiste atteindra 25% de la production totale de gaz naturel (Hu et Xu, 2013b).

Le gouvernement chinois espère ainsi reproduire le boom du gaz de schiste des États-Unis et a lancé une campagne visant à exploiter intensivement cette ressource. Dans le 12ème plan quinquennal, le gouvernement chinois présente un programme pour développer la production du gaz de schiste et a fixé un seuil de 6,5 Gm^3 par an à la fin de 2015 et un objectif de production très ambitieux de 60 à 80 Gm^3 par an en 2020. Pour atteindre l'objectif de 2020, le gouvernement chinois a fait établir une sélection de 30 à 50 sites prometteurs et 50 à 80 régions favorables pour réaliser des études géologiques et explorer de gaz de schiste. Il a simultanément engagé le développement de la technologie d'exploration du gaz de schiste et des équipements adaptés aux conditions géologiques de la Chine (Chou, 2013).

En fait, presque toute la technologie et l'expérience pour exploiter le gaz de schiste sont possédées par des sociétés américaines. La Chine a besoin des technologies et de

l'expérience des États-Unis pour développer l'industrie du gaz de schiste domestique, donc les compagnies pétrolières chinoises ont déjà commencé à investir dans des bassins de pétrole et gaz de schiste en Américaine du Nord. Les chinois ont aussi importé la technologie de la fracturation hydraulique américaine pour exploiter leurs propres ressources (Ngo, 2013). D'ailleurs, les gouvernements de la Chine et des Etats- Unis ont signé un accord de coopération bilatérale sur le développement du gaz de schiste en 2009. Cet accord fournit une aide pour évaluer, développer et promouvoir l'investissement dans le secteur du gaz de schiste. Il peut fournir également un modèle de réglementation pour développer le gaz de schiste. De même, il aide à développer les meilleures pratiques opérationnelles et les protections de l'environnement efficaces (Hart et Weiss, 2011). Les sociétés d'énergie américaines participent aux projets de prospection et de développement bilatéraux visant à échanger des évaluations et des technologies d'extraction pour l'accès au marché chinois (Farah et Tremolada, 2013).

Avec les plus hautes réserves de gaz de schiste dans le monde et l'énorme besoin en énergie, le gouvernement chinois a mis en place de nombreuses incitations pour accélérer le développement du gaz de schiste. Cependant, la Chine doit faire face à beaucoup de défis tels que le manque de technologies avancées, la protection de l'environnement, la pénurie en eau, … donc en août 2014, l'objectif de 2020 de production de gaz de schiste a été réduit de moitié à 30 Gm^3 (Andrews-Speed, Len, 2015). Bien sûr, pour développer avec succès l'exploitation des ressources de gaz de schiste en Chine, il faut préciser les potentiels et améliorer les systèmes de régulation, de marché, les technologies et infrastructures.

4.2. Analyse des conditions pour le développement des gaz de schiste.

Dans cette section, nous allons analyser et comparer les conditions pour le développement du gaz de schiste en Asie, en particulier en Chine, en nous basant sur les conditions similaires aux États-Unis que nous avons montré dans le chapitre 2. Grâce à cette évaluation, la possibilité de développement du gaz de schiste en Asie en général, en Chine en particulier, sera clarifiée.

4.2.1. Les conditions géologiques et naturelles.

4.2.1.1. Évaluation générale des conditions géologiques et naturelles en Asie.

Comme analysé dans le chapitre 2, la réussite de la révolution du gaz de schiste aux États-Unis est issue de plusieurs raisons, mais le facteur le plus important vient des conditions géologiques et naturelles, avec des bassins aux États-Unis très favorables. En outre, les États-Unis détiennent plus de 100 années d'expérience pour l'exploration et de la production de pétrole et de gaz, fournissant une énorme quantité de données géologiques sur la topographie des principaux bassins. Simultanément les ressources en eau sont très abondantes, et la densité de population est faible. Par contre en Asie, la géologie des bassins de gaz de schiste

est souvent plus compliquée et moins attractive. S'y ajoute le manque de données géologiques sur les bassins ou la disponibilité de données très imprécises. De plus les ressources en eau sont rares, en particulier dans les zones où un potentiel de gaz de schiste a été détecté comme la zone du Nord de la Chine. La topographie et la densité de population sont également des problèmes qui influencent le développement du gaz de schiste dans la zone asiatique.

Les caractéristiques géologiques des bassins : Elles influencent très fortement le volume et la qualité d'un gisement de gaz de schiste, et de même le potentiel de développement et d'exploitation. Les caractéristiques naturelles des gisements comme leur épaisseur, leur perméabilité, leur porosité, ont une influence directe sur les débits des puits. Leur profondeur est déterminante pour le coût des opérations de forage et de fracturation. En comparaison avec les caractéristiques géologiques des gisements de gaz de schiste aux États-Unis, celles constatées en Asie sont très différentes, très variables et très complexes. Donc ce sont des facteurs défavorables pour développer le gaz de schiste en Asie. Selon le rapport d'étude d'EIA sur le potentiel de gaz de schiste dans le monde en 2013, il y a 8 pays asiatiques qui ont été choisis pour évaluer le potentiel des ressources de gaz de schiste dans 41 pays dans le monde.

Tableau 4.4 : Les caractéristiques géologiques des gisements de gaz de schiste en Asie.

Pays	*Surface (mille carré)*		*Épaisseur (feet)*		*Profondeur (feet)*		*Le carbone organique total (TOC),%*		*Concentration (Bcf/ mille carré)*	
	Min	*Max*	*Min*	*Max*	*Min*	*Max*	*Min*	*Max*	*Min*	*Max*
Chine	14 440	611 000	150	500	5 500	14 700	1,1	6,6	12,6	162,6
Mongolie	6 730	24 560	250	300	7 000	8 000	3	4	23,6	31,3
Thaïlande	32 400		200		9 000		3		83	
Indonésie	7 510	45 170	266	600	5 000	11 500	1,5	6,0	19,6	213,8
Inde	2 270	9 100	100	500	5 000	14 500	2,3	6,0	6,9	228
Pakistan	169 000		200	250	5 000	13 000	2,0		14,3	82,7
Jordanie	4 700	6 700	60	80	5 500	8 500	2,0	4,0	3,7	25,3
Turquie	6 500	32 100	207	250	9 000	15 000	2,0	3,6	34,7	104,1

Source : EIA/ARI 2013

Le tableau 4.5 ci-dessus fait la synthèse des caractéristiques géologiques des formations de gaz de schiste en Asie. Selon l'étude de l'EIA, la surface de gisement dans chaque pays asiatiques est très variable. Elle est comprise entre 2 270 mille carrés pour la formation de gaz de schiste en Inde et 611 000 mille carrés pour la formation de la plateforme Yangtze en Chine. Les veines de gisement de gaz de schiste en Asie sont assez épaisses par rapport à celles des Etats Unis. D'après le rapport d'EIA, l'épaisseur des couches de schiste en Asie est de 20-200 mètres, mais les couches des gisements de gaz de schiste en Asie ont

beaucoup de failles. Selon les données dans le tableau 4.4, nous voyons que la profondeur de formation de gaz de schiste en Asie est supérieure à celle aux États-Unis. La profondeur du gaz de schiste en Asie est comprise entre 1 600 et 5 000 mètres. La teneur en matière organique en Asie est plus faible que celle aux États-Unis. L'index de TOC des gisements de gaz de schiste en Asie est largement compris entre 1,1% et 6,6%. La capacité de gaz concentrée dans un mille carré en Asie change beaucoup, le minimum est de 3,7 Bcf par mille carré et le maximum est de 213,8 Bcf par mille carré. Ces paramètres vont influencer beaucoup la production des puits dans le processus d'exploitation, donc ils sont cadrer les ambitions en vue de développer le gaz de schiste dans les pays asiatiques.

Les conditions géologiques du gaz de schiste en Asie sont donc moins favorables que celles aux États-Unis. Les gisements en Asie sont plus petits, plus profonds, plus complexes, à teneur de matière organique plus faible, donc ils rencontrent plus de difficultés dans les processus d'exploitation comme la fracturation hydraulique. En plus, le succès dans le gaz de schiste nécessite une bonne compréhension de la géologie régionale. À l'inverse des États-Unis, où des données fiables couvrant de vastes zones de prospection ont été accumulées par des décennies de forage conventionnel et des études sismiques, l'Asie manque de données géologiques (Asian Development Bank, 2013).

Le problème de l'eau : L'exploitation des gaz de schiste est extrêmement consommatrice d'eau. Comme il est mentionné dans le chapitre 2, pour exploiter le gaz de schiste, on doit utiliser une combinaison de technologies spécifiques. Parmi ces technologies, la fracturation hydraulique est la plus importante, elle permet d'augmenter la production de gaz, mais elle doit utiliser un énorme volume d'eau dans le processus de fracking. En effet, chaque puits peut consommer 10 à 19 millions de litres d'eau, soit jusqu'à trois piscines olympiques. Un rapport de la banque asiatique de développement a indiqué que plus des trois quarts des pays d'Asie font face à de graves pénuries d'eau. C'est une réelle menace pour le développement de l'Asie dans l'avenir.

La densité de population : Contrairement à l'Amérique du Nord, de nombreuses zones de production potentielle de gaz de schiste dans l'Asie sont fortement peuplées. La densité de population en Asie est souvent beaucoup plus forte que dans d'autres régions du monde. Selon les données de la banque mondiale, la moyenne de la densité de population en Asie en 2014 est de 136 personnes par km2, alors qu'en région d'Amérique du nord et d'Europe elle est beaucoup plus faible, 16 personnes et 32 personnes par km2 respectivement (voir le tableau 4.5 ci-dessous).

Pour réaliser le processus d'exploitation du gaz de schiste, il est nécessaire de forer un très grand nombre de puits, donc il y a besoin de beaucoup de camions et d'équipements pour transporter l'eau, traiter et contenir de l'eau et le fluide qui servent au forage. En outre, il faut des pipelines pour recueillir le gaz des têtes de puits et des routes pour déplacer des véhicules

lourds. Par conséquent, il y a besoin de surfaces plusieurs fois plus grandes par rapport à l'espace de forage de gaz conventionnel. Cela signifie plus de réinstallation des habitants et d'impact sur l'environnement en Asie, forte contrainte en particulier en Chine et en Inde où la densité de population est très haute.

Tableau 4.5 : La densité de population dans le monde.

(Personnes par kilomètre carré de superficie de terre)

Pays/Régions	***2010***	***2011***	***2012***	***2013***	***2014***
Amérique du nord					16
- Etats - Unis	34	34	34	35	34
- Canada	4	4	4	4	4
- Mexique	61	61	62	63	63
Europe					32
- France	119	119	120	120	117
- Allemagne	235	235	231	231	232
- Pologne	125	126	126	126	118
Asie					136
Chine	142	143	144	145	145
Inde	405	411	416	421	386
Indonésie	133	135	136	138	133
Thaïlande	130	130	131	131	131

Source : La Banque Mondiale, Insee 2014

4.2.2.2. Conditions géologiques et naturelles en Chine : un grand potentiel de ressources mais plusieurs défis.

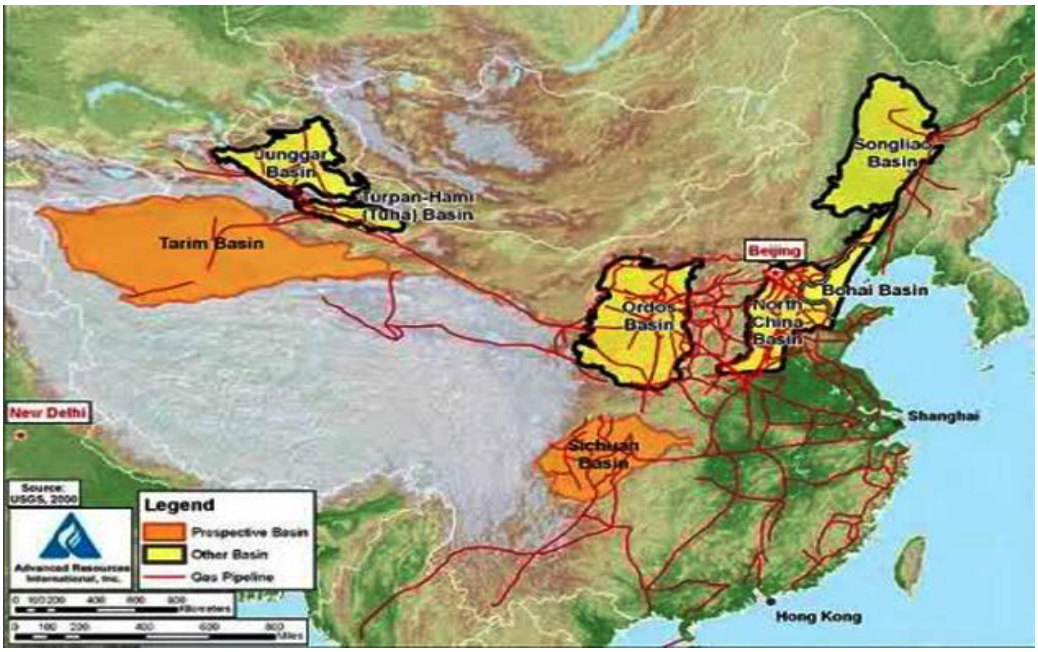
Les estimations des réserves indiquent que la Chine contient les plus grandes réserves de gaz de schiste dans le monde, près de deux fois celles des États-Unis. Ces réserves représentent près de 20 % du total mondial, et environ 92 % des réserves en Asie. Les réserves de gaz de schiste en Chine contiennent environ 13 fois plus de gaz que ses ressources de gaz conventionnel restant à récupérer (Davies et Tomsen, 2013). Cependant, il n'y a pas de consensus sur la valeur des ressources de gaz non-conventionnels en Chine. En plus, dans le premier stade de l'évolution du gaz de schiste, les forages réalisés en Chine ont été très limités, donc les informations géologiques détaillées sur les formations de schiste sont très limitées ou non disponibles.

La distribution et les caractéristiques géologiques des bassins

Selon les recherches du MLRC, le potentiel de gaz de schiste en Chine a été divisé en cinq grandes régions, comprenant le Sud de la Chine, le Nord de la Chine, le Nord-Est de la Chine, le Nord-Ouest de la Chine et le Qinghai-Tibet (voir le figure 4.1 au-dessous). Ces cinq régions couvrent 41 bassins et régions, 87 unités d'évaluation, et 57 sections de schiste gaziers. Au total, il y a 180 zones de gaz de schiste que le MLRC a identifié pour la priorité de développement. La surface totale de gaz de schiste en Chine a été évaluée à environ 880

000 Km2. D'après l'enquête, le potentiel des ressources géologiques de gaz de schiste de la Chine est de 134,42 milliards de mètres cubes (Yu, 2015). Les ressources de gaz se répartissent principalement dans le Haut Yangtze et la zone de Dian-Qian-Gui, le Nord et Nord-Est de la Chine, le mi-bas Yangtze et en Chine du Sud-Est, le Nord-Ouest de la Chine avec respectivement 39,6%, 26,7%, 18,5%, et 15,2% du total des ressources de gaz de schiste récupérables en Chine (Xingang et al., 2013). À la fin de juillet 2014, il y a 54 blocs de gaz de schiste identifiés qui couvrent 170 000km2 (Yu, 2015). D'après les données ci-dessus, nous pouvons voir que les ressources de gaz de schiste chinoises sont abondantes et largement distribuées, et ont un énorme potentiel pour le développement.

Figure 4. 1 : La distribution des dépôts de gaz de schiste en Chine



Source : USGS

En termes de géographie et de tectonique, les conditions géologiques des gisements de gaz de schiste en Chine sont très différentes de celles des États-Unis. Une grande partie du gaz de schiste en Chine est enterrée à une profondeur de plus de 3 000 m, voire plus de 6 000 m tel qu'au Sichuan, et dans un sol structurellement plus complexe avec de nombreuses failles (Chou, 2013). Selon les travaux de l'EIA en 2013, la profondeur la plus fréquente des gisements de gaz de schiste en Chine est comprise entre 1 700 m et 5 500 m (voir tableau 4.4 et tableau 4.6) alors que la profondeur la plus fréquente aux États-Unis est comprise entre 800 et 2 600 m.

En outre, les schistes dans la plupart des bassins chinois sont riches en argile et l'épaisseur des couches de schiste est aussi moins importante que celle des États–Unis. Le contenu de carbone organique total dans le gaz de schiste en Chine a tendance à être plus faible qu'aux États-Unis, l'index COT en gaz de schiste en chine est de 1,1% à 6,6%. Ces facteurs rendent plus difficile la fracture et abaissent la productivité. Donc, pour le

développement du gaz de schiste en Chine, on a besoin de technologies plus avancées et les coûts de l'extraction sont plus élevés qu'aux États-Unis (Hu et Xu, 2013). Les coûts de forage en Chine peuvent s'élever à 15 millions de dollars par puits, alors que les coûts aux États-Unis sont d'environ 3 millions de dollars (Andrews-Speed et Len, 2015)

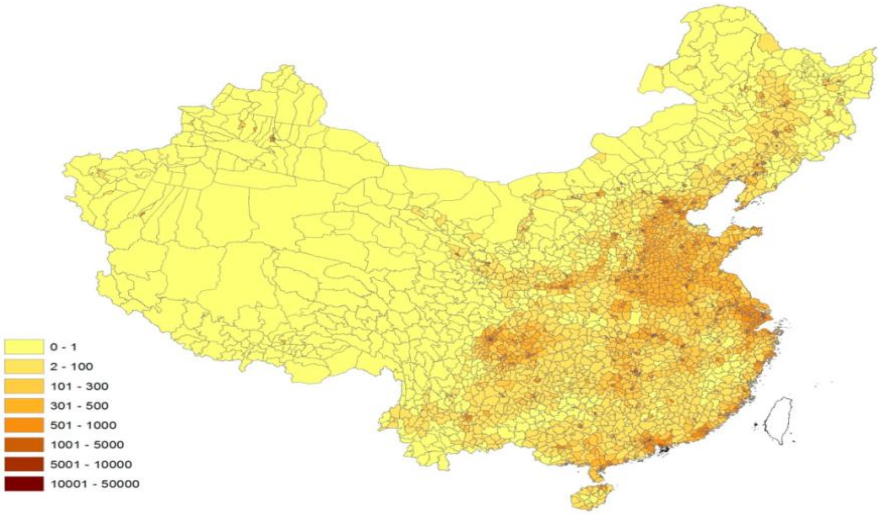
Tableau 4. 6 : Les caractéristiques géologiques des gisements principaux de gaz de schistes en Chine.

Gisement/ Deposit	*Surface (mille carré)*	*Profondeur (feet)*	*Épaisseur (feet)*	*Le carbone organique total (%)*	*Concentration (Bcf/ mille carré)*
- Sichuan	74 500	9 700-13 200	251-400	3,0-4,0	109,8-162,6
- Yangtze Platform	611 000	11 500-13 200	275-400	3,0-3,2	99,4-147,1
- Tarim	234 200	10 790-14 620	160-240	2-3	12,6-85
- Songliao	108 000	3 300-8 200	500	4-5	45

Source : DOE, 2011 ; NETL, 2013

En dehors des difficultés de géologie ci-dessus, des gisements de gaz de schiste en Chine chevauchent grandement des bassins de pétrole et de gaz conventionnel (Gao, 2012). Certains gisements de gaz de schiste renferment également des concentrations élevées de gaz toxiques ou contiennent beaucoup plus de gaz non-hydrocarbures. En particulier des formations de gaz de schiste dans le Sud de la Chine contiennent des niveaux élevés de sulfure d'hydrogène. Par exemple, la concentration de sulfure d'hydrogène dans le bloc Weiyuan du Sichuan est de 0,8% - 1,4%, et dans le bloc nord du Sichuan elle atteint 15% (Yu, 2015). Cela signifie que la qualité du gaz de schiste chinois est faible, et par conséquent que les coûts de traitement sont plus élevés. À long terme, la Chine doit définir les moyens pour rendre le gaz plus utilisable (Farah et Tremolada, 2013).

Figure 4. 2 : La densité de population en Chine



Source : Chen et al., 2015

La topographie de la Chine est variée et compliquée. Environ 33% de la superficie est composée de montagnes, 10% de collines, 26% de hauts plateaux, 19% de bassins et seulement 12% de plaines. Avec une population proche de 1,4 milliards d'habitants, la Chine a l'une des plus fortes densités de population dans le monde, 145 personnes /km2 par rapport à 34 personnes/km2 aux Etats - Unis. Les caractéristiques de la terre et le climat ont conduit à une concentration de la population et de l'activité économique dans les plaines fertiles et le Nord-Est, le Nord et le Sud de la Chine (Gao, 2012). En observant les cartes de la distribution des dépôts de gaz de schiste (figure 4.1) et de la densité de population en Chine (figure 4.2), nous voyons que la plupart des ressources de gaz de schiste en Chine sont également souvent situées en terrains montagneux, rocheux, désertiques. Nous voyons immédiatement sur ces cartes qu'une part importante des gisements de gaz de l'Est de la Chine est située dans des zones où les densités de populations sont considérables. Dans les régions densément peuplées, un niveau élevé d'occupation de terrain avec des bâtiments et des infrastructures sont essentiels pour le maintien de la population.

De même, la préservation des terres cultivées est une préoccupation pour assurer la sécurité alimentaire et protéger les intérêts fondamentaux des personnes dans les zones sous-développées. Tandis que le gisement de gaz conventionnel nécessite moins de un puits pour 10km2, les gisements de gaz de schiste ont besoin de plus de 1 puits par km2, et la taille d'un gisement de gaz de schiste est plus grande que pour le gaz conventionnel. Selon toute probabilité, l'exploitation de ces gisements se heurtera donc à des problèmes majeurs de concurrence d'usage. Par contre, les gisements du Nord-Ouest de la Chine et de la Mongolie intérieure se trouvent dans des régions très peu peuplées, où ces questions de concurrence ont toutes les chances d'être bien moindres (Dessus, 2014). Par conséquent, les conditions topographique et démographique ont aggravé les difficultés d'accès à la terre pour le forage à grande échelle, le transport, l'installation d'équipements lourds essentiels pour le développement du gaz de schiste (Gunningham, 2014) (Gao, 2012).

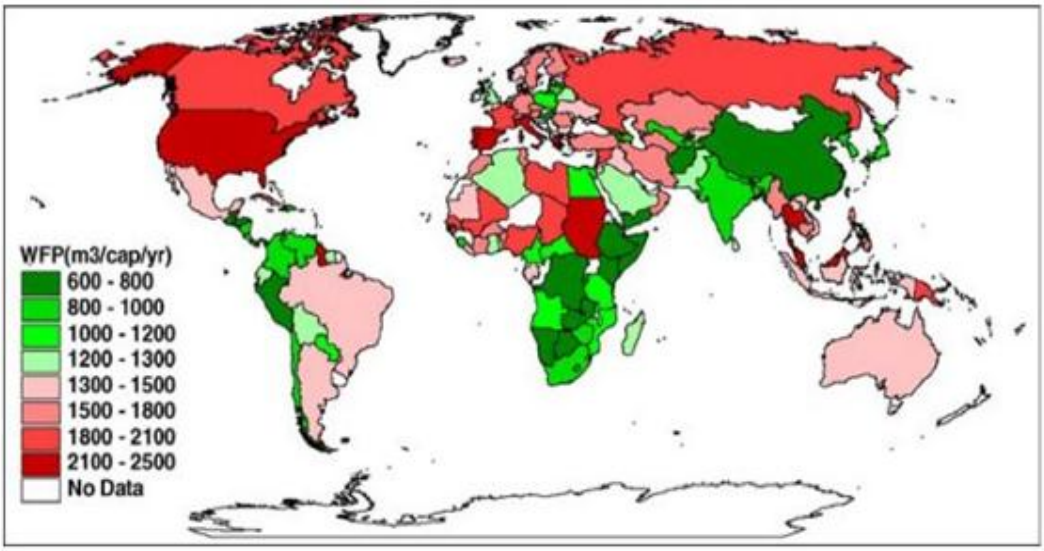
La condition de l'eau

Le processus de fracturation hydraulique dans le développement du gaz de schiste consomme d'énormes quantités d'eau. Selon l'estimation de l'AIE, pendant le processus de fracturation hydraulique, chaque puits pourrait avoir besoin d'une quantité allant jusqu'à 20 000 m3. En outre, les champs de gaz de schiste ont besoin de plus de 1 puits/km2, donc la quantité de forages est très grande et la demande d'eau est énorme. En Chine, l'eau est un problème urgent, avec des ressources relativement limitées. Le volume d'eau disponible par personne est très faible, et les ressources d'eau en Chine sont inégalement réparties (Farah et Tremolada, 2013). Les ressources renouvelables en eau par habitant de la Chine sont estimées à 2 063 m3 par an en 2011, seulement un quart de la moyenne mondiale, alors que ce chiffre aux États-Unis est de 17 000m3 par an (Chou, 2013). Environ 300 millions de personnes en

Chine ont un accès insuffisant à l'eau. Plus de deux tiers des villes souffrent de pénuries d'eau et un sixième sont gravement affectées. Les Nations Unies listent la Chine comme l'un des 13 pays avec des pénuries d'eau les plus graves (Gao, 2012).

Figure 4. 3 : La moyenne nationale d'empreinte hydrique par habitant dans le monde.

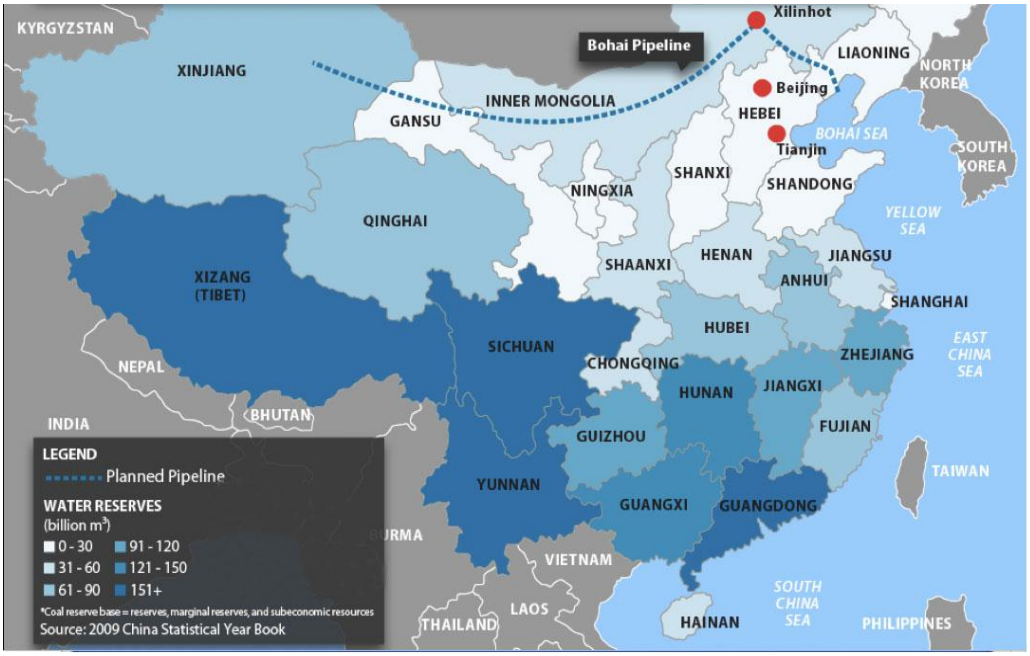
(*m3/habitant/an*)



Source: Hoekstra et Chapagain, 2007

Malheureusement, beaucoup de zones de réserves de gaz de schiste en Chine sont confrontées à des problèmes d'approvisionnement en eau. La plupart des grands bassins contenant du gaz de schiste en Chine sont situés dans des régions arides ou semi-arides, avec des précipitations de moins de 800 mm par an, et beaucoup de ces bassins sont densément peuplés avec une tension forte pour assurer l'alimentation en eau (Yu, 2015). En observant la carte de répartition du gaz de schiste (figure 4.1) et la carte des réserves d'eau en Chine (figure 4.4), nous voyons que les zones qui ont le potentiel de gaz de schiste et les régions de pénurie d'eau se chevauchent, comme les régions dans le Nord–Est et le Nord de la Chine. Donc, le développement à grande échelle du gaz de schiste dans ces régions ne fera qu'exacerber ces problèmes. Par exemple, le bassin du Sichuan est la zone riche en gaz de schiste et riche en eau en comparaison à d'autres bassins, mais elle est une des zones les plus peuplées en Chine, elle est aussi une province où les terres sont intensivement cultivées et 80% de l'eau dans cette zone est utilisée en agriculture (Chou, 2013). L'eau est cruciale donc la répartition de l'approvisionnement en eau entre l'agriculture et la production de gaz de schiste pourrait être catastrophique, en particulier si l'eau contaminée pollue aussi les terres agricoles. Dans d'autres bassins de gaz de schiste dans le Tarim, le Xinjiang et la Mongolie intérieure, la pénurie d'eau est aggravée par le climat chaud et aride (Farah et Tremolada, 2013).

Figure 4. 4 : Les réserves d'eau en Chine.



Source : Statistique de la Chine en 2009

D'ailleurs, au cours des dernières décennies, la croissance démographique et les activités économiques ont conduit à un déficit croissant des eaux de surface et souterraines. Une exploitation significative des gaz de schiste entraînerait à coup sûr des concurrences très fortes d'usage de l'eau. Comme pays traditionnellement agricole, la Chine doit consacrer une part importante de ses ressources en eau au secteur agricole. Pour des raisons économiques et sociales, le gouvernement chinois donne la priorité d'utilisation de l'eau au domaine résidentiel et au domaine agricole plutôt qu'à l'utilisation dans le domaine industriel (Gao, 2012). Par conséquent, la pénurie d'eau apparaît peut-être comme la principale contrainte naturelle pour le développement du gaz de schiste en Chine.

4.2.2. Les conditions technologiques en Asie

4.2.2.1. Le manque d'information et d'expérience

Les technologies et les techniques pour exploiter de gaz de schiste maintenant aux États-Unis sont les résultats de l'accumulation pendant 30 ans de recherches et d'une pratique dans ce domaine (Yu, 2015). Bien que la zone asiatique ait été estimée détentrice d'un riche potentiel de ressources de gaz de schiste dans le monde, le manque d'études, d'informations et les incertitudes sur le potentiel de gaz de schiste ont diminué l'intérêt des gouvernements des pays dans cette région, sauf en Chine et en Inde. Par conséquent, il n'y a pas beaucoup de pays asiatiques qui ont un programme pour développer le gaz de schiste. La plupart des recherches sont encore ciblées sur une estimation fiable et certaine du potentiel de ressources de gaz de schiste. Donc, jusqu'à maintenant, les techniques et technologies pour exploiter le gaz de schiste en Asie sont embryonnaires.

Des technologies importantes pour exploiter le gaz de schiste sont la technologie du forage horizontal et la technologie de la fracturation hydraulique. Ces technologies sont dans la main des compagnies pétrolières des États-Unis ou de pays occidentaux tels que Halliburton, Schlumberger, Shell, BP, Total, Chevron. Dans les pays asiatiques, seule la Chine a une forte ambition donc elle a des programmes et des politiques pour encourager le développement de technologies dans ce domaine. Cependant, le développement du gaz de schiste en Chine est encore au stade primaire, les principales technologies comme le forage horizontal et la fracturation hydraulique sont toujours au stade de la recherche (Xingang et al., 2013). Le premier forage horizontal de gaz de schiste en Chine a été complétement fini par Petrochina en Novembre 2011 dans le bloc Sichuan (Hu et Xu, 2013b). Sans doute, les technologies sont aussi un grand obstacle au développement du gaz de schiste en Asie en général et en Chine en particulier.

4.2.2.2. Conditions technologiques en Chine

Dans la région asiatique, la Chine est le pays pionnier dans le domaine du gaz de schiste. Cependant, d'après le jugement d'experts et de chercheurs, le plus grand défi de la Chine est technologique. Comme la Chine a connu des expériences dans l'industrie du pétrole et du gaz conventionnel, les technologies importantes pour exploiter le gaz de schiste comme le forage horizontal et la fracturation hydraulique peuvent trouver leur origine dans l'industrie du pétrole et du gaz traditionnel. Cependant, ces technologies en Chine sont immatures (Ming et al., 2014). Donc, la Chine manque de l'équipement et du personnel nécessaires pour développer ses réserves de gaz de schiste à grande échelle.

La chine n'a commencé à accorder une attention importante à l'exploration et au développement des technologies de gaz de schiste que récemment, il y a une décennie environ. La connaissance limitée des ressources de gaz de schiste est la raison qui explique pourquoi les principales technologies du gaz de schiste sont encore au stade exploratoire (Yu, 2015). Plusieurs auteurs considèrent que, les compagnies pétrolières nationales (NOC) de la Chine ne manquent pas que des technologies avancées, des compétences, d'une expérience, mais aussi des fournisseurs de services et d'équipements correspondant à chaque processus pour soutenir l'exploitation rapide et efficace du gaz de schiste. D'ailleurs, la plupart des entreprises chinoises ayant des droit d'exploitation de ressources de gaz de schiste en Chine n'ont aucune expérience dans ce domaine (Andrews-Speed, Len, 2015) (Chou, 2013).

À un stade précoce de développement du gaz de schiste en Chine, l'acquisition des technologies repose sur la coopération avec des entreprises étrangères. Nombre de technologies déployées pour l'exploration et la production de gaz de schiste en Amérique du Nord sont disponibles. L'équipement principal doit être importé de l'étranger, d'abord des États-Unis. Toutefois, comme les conditions de géologie en Chine sont plus complexes, les technologies utilisées aux États-Unis peuvent être inappropriées pour le développement du

gaz de schiste en Chine. En fait, même aux États-Unis, chaque puits a de fait sa propre configuration unique. Donc, pour l'extraction du gaz de schiste, la Chine a besoin de technologies plus avancées comportant des coûts plus élevés (Hu et Xu, 2013). Par conséquent, la Chine devra faire face à des défis plus sévères au niveau des technologies et ne peut pas simplement adopter des technologies et des équipements étrangers (Xingang et al., 2013).

Les planificateurs de l'énergie chinois notent que les technologies de base pour le développement du gaz de schiste ne sont pas toujours très bien comprises, ou acquises par des experts de l'industrie chinoise, et que le développement du gaz de schiste chinois nécessiterait de nombreuses recherches conduisant à des percées technologiques spécifiques (Nakano, 2012). Percevant les difficultés technologiques dans le processus de développement du gaz de schiste, le gouvernement chinois a élaboré un cadre de politique pour encourager le développement de technologies connexes et l'introduction de technologies et équipements avancés provenant des pays étrangers. Dans le plan de développement du gaz de schiste en Chine pour la période 2011 – 2015, le gouvernement chinois a promis d'augmenter son investissement dans la recherche et le développement des technologies de gaz de schiste. Des fonds spéciaux de recherche ont été mis en place par les différents départements du gouvernement chinois (Yu, 2015). Par exemple, parallèlement au premier Programme National de Recherche Fondamentale de la Chine sur la recherche de gaz de schiste qui a été approuvé en 2011, à la fin de cette année-là un projet scientifique spécial sur le développement des technologies clés d'exploitation du gaz de schiste en Chine a été officiellement mis en place par les services compétents de l'État, comprenant l'Institut de recherche de l'exploration et du développement pétrolier, Petrochina, l'Université des géosciences de Chine. Selon une statistique officielle de 2014, 76 programmes de la fondation nationale de science naturelle concernant le gaz de schiste ont été lancés en Chine de 2010 à 2013 et le financement de la recherche pour ces programmes s'élevait à plus de 40 millions de yuans. À la fin de Juillet 2014, 400 puits avaient été forés en Chine, dont 130 par la méthode du forage horizontal (Yu, 2015).

De plus, pour pousser le développement du gaz de schiste en Chine, il y a des programmes de coopération bilatérale entre les gouvernements chinois et américain, ainsi que des communautés d'affaires entre les deux pays. En fait, en 2009, le Président américain Barack Obama et le président chinois Hu Jintao ont reconnu la pertinence de favoriser la coopération dans le développement du gaz de schiste en établissant un accord d'initiative Américano – Chinoises. Cet accord valorise des expériences acquises aux Etats- Unis. Il peut fournir aussi un modèle de réglementation pour développer les meilleures pratiques opérationnelles et des garanties environnementales efficaces (Hart et Weiss, 2011). Les deux pays ont également engagé des échanges d'informations au niveau des méthodes. Le gaz de schiste est un sujet important de discussion dans le forum des industries pétrolière et gazière

Sino – américaines. La délégation chinoise a précisé les besoins d'expertise technique de détection, sur la gestion des projets, et sur les technologies de forage et de fracture pour le développement du gaz de schiste (Nakano, 2012). Dans le même temps, les sociétés d'énergie américaines engagées dans ces projets ont l'objectif d'accéder au marché commercial chinois.

Pourtant, les entreprises chinoises (NOC) n'ont pas encore atteint le niveau technologique souhaitable au cours de la dernière décennie, pour accéder à de grands et complexes projets de gaz de schiste (Gao, 2012). Elles dépendent fortement des technologies des Etats –Unis, des compagnies pétrolières internationales (IOC), ou des sociétés de services intégrées (ISC). Les entreprises chinoises sont également en train d'investir dans des actifs de gaz de schiste aux Etats –Unis sur une échelle considérable. Elles peuvent accéder à des technologies et des savoir-faire à travers des partenariats directs avec les compagnies pétrolières internationales (Gunningham, 2014). Par exemple, en 2011, Sinopec a acheté Daylight Energy, un producteur de schistes au Canada, pour environ 2,1 milliards de dollars. CNOOC a acheté une part de 33,3% dans le projet de gaz de schiste Eagle Ford de Chesapeake dans le sud du Texas pour 1,1 milliard de dollars. Au début de 2012, Sinopec a conclu un accord de 2,5 milliards de dollars avec une base à Oklahoma City, reprenant à Devon Energy Corp pour 33% dans cinq champs de schiste et payant le forage (Chou, 2013). Les NOC chinoises ont ainsi gagné des connaissances et des expériences dans les technologies de production de gaz de schiste à travers des partenariats avec les IOC et ISC et aussi par « l'apprentissage par la pratique ». Ils établissent leurs centres de recherche et essaient de copier les technologies qui ont été développées par les IOC ou les ISC qui envisagent de fournir le même service de façon plus rentable pour les deux marchés domestiques et étrangers (Gao, 2012).

4.2.3. Les conditions politiques.

4.2.3.1. Synthèse des politiques pour développer le gaz de schiste en Asie.

Selon l'AIE, dans chaque stratégie de développement des énergies, le rôle du gouvernement est très important parce que le cadre politique et réglementaire qu'il établit déterminera l'investissement essentiel et la tendance de consommation. En particulier dans le cas du gaz de schiste, l'AIE a souligné que des cadres réglementaires solides seront essentiels pour maintenir la confiance du public et assurer le développement de la production (Gunningham, 2014). De ce fait, il y a plusieurs problèmes que les politiques du gouvernement doivent résoudre dans la réglementation de l'exploration et de l'extraction du gaz de schiste. L'AIE a également souligné la nécessité d'une transparence complète de la mesure et du contrôle des impacts environnementaux ainsi que de l'engagement avec les communautés locales pour répondre aux préoccupations du public.

Comme présenté dans le chapitre 2, le succès du gaz de schiste aux États –Unis est la combinaison de nombreux facteurs favorables tels que la géologie, l'eau abondante, les

progrès de la technologie et des infrastructures, le marché libre… Parmi ces facteurs, l'environnement réglementaire, avec une politique favorable dans un cadre de fédéralisme coopératif, est le facteur qui accélère le développement du secteur du gaz de schiste. En fait, les processus sont réglementés par une combinaison des initiatives des Etats et des agences fédérales. Au niveau fédéral, le gouvernement établi des directives environnementales qui régissent les industries du pétrole et du gaz ; au niveau de l'État, la réglementation concernant l'industrie du gaz de schiste est différente et elle dépend d'inclinations politiques envers l'industrie d'extraction située dans l'Etat. Les États ont donc la responsabilité première pour établir et appliquer les mesures de protection pour la production de gaz de schiste (Farah et Tremolada, 2013).

En Asie, par contre, le système de politique qui encadre le développement du gaz de schiste pose encore une grande question. En raison du régime politique des pays asiatiques qui sont très différents, les politiques et les réglementations de chaque pays sont également variables. Les régulations et les politiques sont concentrées entre les mains du gouvernement, et ont tendance à rester proches d'un monopole de l'État, comme en Chine par exemple. D'ailleurs, les systèmes de lois, de politiques, de réglementations aux États-Unis sont bien établis, en particulier les réglementations sur l'environnement dans le domaine du gaz et du pétrole de schiste. Or dans les pays asiatiques, le système de réglementations et de politiques en général se chevauchent et manquent de transparence. Donc ce problème est un des grands obstacles au développement du gaz de schiste en Asie.

Aux États-Unis, l'accès à la terre et à la ressource de gaz est plus facile qu'en Asie. Les États-Unis sont uniques en ce que les propriétaires privés sont généralement propriétaires des droits sur les ressources minérales sous terre. Ceci permet aux entreprises de négocier directement avec le propriétaire pour l'accès à la terre et aux ressources, ce qui tend à réduire radicalement les coûts de transaction et à gagner du temps (Andrews-Speed et Len, 2014). En Asie, les ressources de gaz sont la propriété de l'État et les droits d'accès à la ressource sont administrés par le gouvernement central. Les parties qui occupent et utilisent la terre ne gagnent pas un bénéfice financier direct de l'exploitation et la vente des ressources de gaz de schiste. Par conséquent, il y a beaucoup de défis avec les entreprises qui veulent utiliser la terre pour explorer et exploiter le gaz de schiste en Asie. Elles doivent compter sur des lois, des règlements, des conventions pour obtenir les droits d'utilisation des terres, donc les coûts sont plus élevés et les délais plus longs.

La recherche, l'exploitation et l'usage de gaz non-conventionnel ne sont pas un nouveau sujet en Chine. En fait, la Chine a exploité et utilisé le gaz de charbon - un type de gaz non-conventionnel - pendant des années et le gouvernement chinois a établi beaucoup de politiques et de règlementations qui concernent le développement du gaz de charbon. Par conséquent, en plus de l'apprentissage des expériences des États–Unis, la Chine peut

appliquer des politiques de développement du gaz de charbon au développement du gaz de schiste. Dans la partie suivante, nous allons présenter plus en détail les avantages et les défis pour le développement du gaz de schiste du point de vue des politiques et des règlementations en Chine.

4.2.3.2. Les politiques portant sur le développement des gaz de schiste en Chine.

- ***Les objectifs du gouvernement chinois, et le rôle des agences d'État***

Dans le programme d'action fixé pour la période 2011 - 2020 qui a été approuvé par le Conseil d'États de la Chine, le gaz de schiste a été identifié comme un minéral d'énergie clé et le gouvernement chinois déploiera et promouvra des stratégies d'enquêtes, d'exploration et d'exploitation de cette énergie dans certaines régions clés. Le gouvernement chinois a engagé le développement rapide de ces ressources. Au cours des dernières années, le gouvernement chinois a établi un programme pour réaliser son ambition de développement du gaz de schiste. Il a recherché les moyens pour extraire efficacement et profitablement les ressources (Davies et Tomsen, 2013). Afin de stimuler l'extraction, le gouvernement chinois a promulgué une série de politiques de sorte à promouvoir l'exploitation du gaz de schiste. Ce système de politiques comprend quatre aspects principaux : la planification industrielle, le soutien à la recherche et au développement, des concessions fiscales et des subventions, et l'innovation dans les mécanismes de gestion (Yu, 2015).

Les objectifs concrets des politiques ont été exprimés dans le 12ème plan quinquennal de la Chine sur le développement du gaz de schiste. Quatre autorités gouvernementales de la Chine, comprenant la Commission nationale du développement et de la réforme (NDRC), le ministère des Finances, le Ministère des Terres et des Ressources et l'Administration nationale de l'énergie, y ont participé et ont publié conjointement un plan de développement du gaz schiste de la Chine. Ce plan a fixé des objectifs importants dans le processus de développement de 2011 à 2015 voire jusqu'à 2020 comprenant :

- La réalisation d'une enquête à l'échelle nationale pour l'évaluation du potentiel
- Un niveau de production annuelle de gaz de schiste qui doit atteindre 6,5 Gm^3 en 2015 et qui vise une production annuelle de 60 à 100 Gm^3 en 2020.
- Le développement des méthodes appropriées, des technologies et des équipements pour l'enquête sur les gaz de schiste de la Chine.
- L'établissement de normes techniques, de règles et de politiques régissant les activités en relation avec le développement du gaz de schiste, telles que l'enquête de réserve, les essais, l'exploration et la production, et les mesures environnementales.

Pour atteindre les objectifs du plan, le gouvernement chinois va élaborer et promulguer un cadre de politique et des programmes d'actions. Par exemple, le gouvernement chinois va accroître l'investissement et mettre en place des fonds pour soutenir la recherche et

l'évaluation, augmenter son soutien à l'innovation et l'amélioration de la technologie, l'amélioration de l'infrastructure du gaz de schiste, étudier et introduire des subventions et des crédits d'impôt pour accélérer le développement de son industrie domestique (Hu et Xu, 2013).

En fait, pour la mise en œuvre de ces, la Chine a besoin d'un système de lois, de réglementation et de règles synchrones. Cependant, la Chine dispose déjà de lois qui pourraient s'appliquer dans le développement du gaz de schiste comme la loi de prévention et de contrôle de la pollution de l'eau. Celle-ci peut être utilisée pour protéger les ressources en eau dans le processus de fracking. Le Règlement de la République populaire de Chine sur la coopération sino-étrangère dans l'exploitation des ressources pétrolières peut aussi s'appliquer pour les permis d'exploration dans le domaine du gaz de schiste. Cependant, la plupart de ces politiques et réglementations en Chine sont imprécises et manquent de mécanismes et de procédures d'application. Le cadre réglementaire actuel de la Chine manque de dispositions cohérentes et satisfaisantes concernant l'extraction du gaz de schiste et les préoccupations environnementales connexes. Donc, une politique cohérente sur le développement du gaz de schiste est encore à mettre en forme en Chine.

Le système légal chinois dispose d'une structure tripartite : le Comité populaire national adopte les lois; le Conseil d'État adopte les règlements ; divers ministères créent des règles, et les départements au sein des ministères créent d'autres documents juridiques normatifs (Farah et Tremolada, 2013). Pourtant, le cadre réglementaire de la Chine ne donne aucune définition de l'autorité des gouvernements locaux. L'absence de directives détaillées pour la mise en œuvre de la loi, l'application effective de sanctions strictes, et les critères de qualification à l'approbation assez vagues nuisent au développement. La Chine compte sur un système à plusieurs niveaux de l'autorité fondée sur la supervision centrale des gouvernements locaux pour garantir l'application juridique adéquate. Cependant, l'efficacité des centres de surveillance régionaux du gouvernement est fragilisée par plusieurs contraintes telles que le financement extrêmement insuffisant des centres, ce qui entraîne la faiblesse des capacités d'exécution gouvernementale. Ils sont financés par les gouvernements locaux, ce qui provoque des conflits d'intérêts, de la corruption et de la complicité (Farah et Tremolada, 2013). Donc l'application de la loi en Chine est faible, le respect du cadre réglementaire est de moindre efficacité. D'ailleurs, l'exploitation des réserves de gaz de schiste est un secteur stratégique pour la sécurité nationale, et dans ce sens, il est très sensible aux influences politiques et extrêmement sujet à l'intervention de l'État (Farah et Tremolada, 2013). Par conséquent, la Chine a besoin d'un modèle de réglementation pour encourager la coopération et la délégation de responsabilité entre le gouvernement central et les provinces en vue de réaliser efficacement le développement des ressources de gaz de schiste.

- ***Les politiques de recherche et développement technologique.***

La technologie tient un rôle important dans le développement du gaz de schiste. En Chine, les conditions géologiques sont plus complexes, les ressources en eau sont limitées par rapport aux Etats –Unis, donc pour l'exploitation du gaz de schiste, la Chine doit utiliser des technologies plus avancées. En parallèle de l'élaboration de politiques de développement du gaz de schiste, le gouvernement chinois édicte également plusieurs politiques qui concernent la recherche et le développement de technologies dans ce domaine.

La Chine a développé d'autres types de gaz non-conventionnels dans les dernières décennies, c'est le cas du gaz de charbon (CBM). Au cours du développement du CBM, la Chine a édicté beaucoup de politiques pour l'encourager dont des politiques portant sur les technologies. Par exemple, en 1983, le gouvernement chinois a édicté le cadre du programme national de recherche et développement de technologie, par lequel le gouvernement a soutenu le développement de l'exploration et le développement de technologies du CBM (Li et Yao, 2009). De la même manière, le développement de technologies innovantes pour l'exploitation du pétrole et du gaz conventionnel est également renforcé sous les auspices du Programme national à moyen et à long terme pour le développement des sciences et des technologies dans la période 2006-2020 (Gu et al., 2008).

Les politiques chinoises de recherche et de développement technologique pour le gaz de schiste sont clairement présentes dans le 12ème plan quinquennal. Des parties de ce plan soulignent la priorité donnée au soutien des études et au développement de technologies relatives au gaz de schiste, et placent la recherche et le développement comme un projet national majeur. Cela s'est traduit par la fondation du Centre national de recherche et de développement du gaz de schiste, le renforcement de ce centre et d'autres laboratoires clés pour établir des formations d'un personnel hautement qualifié et assurer la base de l'échange académique. Le gouvernement chinois encourage les entreprises et les institutions nationales à mener des recherches conjointes de technologies clés avec les entreprises et les institutions de recherche étrangères, à absorber les technologies avancées étrangères pour mettre au point des technologies de base adaptées aux caractéristiques chinoises. On observe ainsi un effort de promotion de technologies qui peuvent se révéler complémentaires dans divers secteurs.

- ***Les politiques d'encouragement à l'investissement, à la fiscalité, et le prix du gaz naturel en Chine.***

Aux États-Unis, les entreprises entrent facilement dans le domaine du pétrole et du gaz, y compris le gaz de schiste. La participation de milliers de petites et moyennes entreprises a créé la réussite du gaz de schiste. Par contre, en Chine, la participation à l'exploration et à l'extraction du pétrole et du gaz sont très difficiles et en particulier pour les entreprises étrangères. Il y a besoin d'une concession. Les délais et les modalités d'obtention de cette concession de pétrole et de gaz peuvent être un obstacle à l'extraction du gaz de

schiste en Chine. Le gouvernement est en train de chercher à étendre l'accès des investisseurs au domaine du gaz de schiste, y compris des entreprises privées et des investisseurs étrangers.

Le gaz de schiste est une partie de la nouvelle stratégie énergétique du pays, le gouvernement a considéré que le gaz de schiste est un minéral indépendant qui peut sortir du monopole et du contrôle des ressources pétrolières et gazières conventionnelles (Ming et al., 2014). Avec cette politique, les entreprises pétrolières et les sociétés de services pétroliers étrangères sont autorisées à coopérer avec des entreprises chinoises pour réaliser des projets sur le gaz de schiste sans être obligées de coopérer avec l'un des NOC chinois. Et les gouvernements locaux ont également tenu à soutenir l'exploration du gaz de schiste dans l'espoir qu'il va stimuler leurs économies (Andrews-Speed et Len, 2015). Après avoir reconnu le gaz de schiste comme un minéral indépendant, le ministère des terres et des ressources a diffusé un appel d'offres ouvert pour les droits d'exploration du gaz de schiste.

Bien que le premier tour ait eu lieu sous la forme d'invitations à soumissionner, et que toutes les entreprises consultées étaient des entreprises d'Etat chinoises telles que PetroChina, Sinopec, CNOOC, Yanchang Petroleum, CUCBM et Henan CBM, dans le second tour de l'appel d'offres en septembre 2012, les entreprises publiques étaient encore les soumissionnaires principaux mais les entreprises privées et les sociétés étrangères ont également été autorisées à participer (Hu et Xu, 2013). Ceci est une tentative importante visant à réformer la gestion des droits d'exploitation des ressources de pétrole et de gaz qui incitera les entreprises privées à investir dans l'exploitation du gaz de schiste (Ming et al., 2014).

Certains commentateurs estiment que la politique chinoise sur le développement et la production de gaz de schiste sera probablement le reflet de celle adoptée pour le gaz de charbon. Les entreprises de l'énergie qui engagent des investissements dans le secteur du gaz de schiste devraient être soutenues par des politiques fiscales spécifiques. Donc, les politiques fiscales du gaz de schiste se réfèrent aux politiques fiscales du gaz de charbon (Luo et al., 2011). En fait, pour promouvoir l'exploration et le développement du gaz de schiste, le ministère chinois des Finances a publié en 2012 un avis à propos de la politique de subvention au développement et à l'utilisation du gaz de schiste. La politique révèle que le gouvernement central a alloué des fonds spéciaux pour soutenir le développement et l'utilisation du gaz de schiste : le standard de subvention pour les entreprises de production de gaz de schiste est de 0,4 yuans par mètre cube à partir de 2012 et jusqu'à 2015. Il sera ajusté selon le développement de l'industrie du gaz de schiste (Hu et Xu, 2013). En outre, le gouvernement local peut contribuer à la mise en valeur et à l'utilisation du gaz de schiste avec des subventions appropriées en fonction de la situation réelle. Le coût marginal de production de gaz de schiste est plus élevé que celui du gaz conventionnel (voir l'analyse dans la partie 4.4),

donc une politique de subvention est adéquate pour aider les entreprises à s'engager dans le développement du gaz de schiste.

En dehors de la politique de subvention, le gouvernement chinois est en train d'étudier d'autres politiques fiscales. Selon la politique industrielle du gaz de schiste qui a été publiée en octobre 2013 par l'Administration nationale de l'énergie en Chine et le plan de développement du gaz de schiste pour la période 2011 – 2015, le gouvernement chinois va réduire la charge des frais de compensation des ressources minérales et les frais d'utilisation des droits miniers pour les entreprises d'exploration (Hu et Xu, 2013) (Yu, 2015). En outre, le gouvernement va étudier et mettre en œuvre des politiques d'incitation par l'intermédiaire de la taxe sur les ressources comme l'exemption, au titre de la prospection, des redevances minières, de la TVA, de l'impôt sur le revenu et d'autres taxes à l'avenir. En plus, les équipements importés (y compris la technologie) pour l'exploration et le développement du gaz de schiste seront exemptés de droits de douane (Nakano, 2012) (Hu et Xu, 2013) (Yu, 2015).

Le politique de prix du gaz naturel en Chine pourrait aussi influencer fortement le développement du gaz de schiste. Le faible prix du gaz naturel en Chine actuellement pourrait décourager les entreprises à se joindre à l'exploration du gaz de schiste. Le régime de prix du gaz naturel en Chine est assez complexe et se traduit par des problèmes multiples. Le prix du gaz est variable selon les consommateurs, selon le niveau de l'offre par le commerce de gros ou de détail, l'onshore ou l'offshore, etc (Siliverstovs et al., 2005). Le prix est déterminé principalement par le gouvernement en vertu de la réglementation de l'Etat. Les prix intérieurs du gaz naturel ne sont pas liés au prix international. En plus, le prix du gaz en Chine ne considère pas les différences de coût entre les consommateurs ou entre les saisons différentes. Ils sont calculés en utilisant un volume plutôt que les valeurs d'énergie (Chou, 2013). Le gouvernement chinois s'efforce de changer cette pratique. Dans le plan de développement du gaz de schiste, la Chine a souligné que le prix du gaz de schiste et d'autres gaz non-conventionnels suivra un mécanisme de régulation du marché. Le gouvernement chinois a une préférence pour la libéralisation des prix du gaz non-conventionnel, y compris celui du gaz de schiste qui sera déterminé par le marché. Le gouvernement a la conviction que les sociétés d'exploitation du gaz de schiste sauront compenser leur coût de développement grâce à la chaîne de distribution de gaz (Ming et al., 2014). Ceci va rendre le gaz de schiste plus intéressant pour les investisseurs. En réalité, il y a eu des changements de politique du prix du gaz naturel en Chine. Le point 4.3 suivant analyse plus en détail ce sujet.

- ***Les politiques foncières et environnementales.***

Du fait de son héritage socialiste et maoiste au XXe siècle, la Chine contemporaine manque de droits propriété privée sur les terres et les ressources minérales. La loi sur les ressources minérales de la Chine a défini un modèle de licence pour toute. Cependant, cette

loi est plutôt imprécise. Ainsi, il y a des phénomènes de chevauchement entre le droit de l'utilisation de terres, le droit relatif aux minéraux et le droit de l'exploitation sur le même lieu. Bien que le gaz de schiste soit reconnu comme une ressource minière indépendante, les dépôts de gaz de schiste sont généralement enfouis profondément sous la terre, ce qui peut conduire à un chevauchement avec d'autres minerais comme le charbon ou le pétrole. En pratique, des blocs de gaz de schiste en cours d'exploration ou de développement recoupent largement les zones où les NOC de la Chine détiennent des droits sur le pétrole et le gaz conventionnel (Chou, 2013). En outre, le Ministère du Territoire et des Ressources administre toutes les superficies de gaz de schiste. Ces chevauchements peuvent créer beaucoup de difficultés pour les autres entreprises qui veulent entrer dans le secteur du gaz de schiste en Chine, bien que le gouvernement chinois se soit engagé à ce que les développeurs de gaz de schiste deviennent prioritaires lors de la demande pour un permis d'utilisation des terres.

D'autre part, la Chine manque de lois relatives à la gestion, l'utilisation et la protection de l'eau et de l'environnement. Ceci représente vraiment des défis pour le développement du gaz de schiste en Chine. La Chine a un système de gestion de l'eau très fragmenté. Plusieurs ministères et autorités sont responsables de différents domaines dans la gestion de l'eau tels que le Ministère des ressources en eau, le Ministère de la protection de l'environnement, le Ministère de l'Agriculture, le Ministère du Territoire et des Ressources… Ce régime lourd comporte des risques de chevauchements et de frictions dans la responsabilité. En particulier, bien que le développement du gaz de schiste soit intégré au plan stratégique quinquennal de la Chine, il n'y a pas de lois qui abordent explicitement les risques environnementaux du processus de fracturation hydraulique. C'est un problème qui fait l'objet d'un intérêt spécial dans le monde en ce moment. Des avis soulignent que l'absence d'un cadre juridique complet pour traiter spécifiquement les risques environnementaux potentiels de la production de gaz de schiste, dans un contexte de la faible application des lois et réglementations, sont des obstacles majeurs au développement mature du gaz de schiste en Chine (Farah et Tremolada, 2013). Par ailleurs, la Chine manque aussi d'information transparente et diffusée sur l'environnement. Le gouvernement n'oblige pas les entreprises à déclarer l'information relative à l'impact environnemental. Le thème est politiquement sensible et la Chine fera face à des obstacles énormes dans les processus de mise en œuvre, de contrôle et d'application d'une règlementation environnementale. Cela représente des défis auxquels le gouvernement chinois doit apporter une réponse.

4.2.4. Les conditions d'infrastructure et le marché.

4.2.4.1. Une synthèse de marché asiatique

Deux facteurs sont nécessaires pour permettre un développement rapide des gaz de schiste. Ce sont les conditions d'infrastructure et le marché. Cependant, ces conditions dans chaque pays, chaque région, sont variables. Le marché du gaz asiatique est un marché

complexe, fragmenté et a tendance monopolistique. Les marchés du gaz dans les pays asiatiques sont relativement immatures, avec un degré élevé de contrôle du gouvernement, et normalement les compagnies pétrolières nationales dans les pays asiatiques dominent le marché. Plusieurs marchés du gaz naturel dans les pays importants en Asie sont presque totalement dépendants du gaz naturel liquéfié, fourni par des contrats à moyen et long terme comme le Japon, la Corée, Taiwan, Singapour, voire la Chine et l'Inde.

D'autre part, dans le cas des États-Unis, un réseau de gazoducs très dense et fortement maillé a préservé des coûts de transaction faibles et fourni un accès facile au marché (Andrews-Speed et Len, 2014). À l'inverse, les infrastructures de gaz sont encore limitées en Asie en raison des problèmes géographiques, politiques, géopolitiques, économiques. Le réseau de gazoducs n'est pas encore développé en Asie. L'accès aux réseaux de gazoducs est strictement limité et les règlements d'accès des tiers n'existent pas. Ces sont des facteurs qui vont ralentir le développement du gaz de schiste en Asie. Ci-dessous, nous allons analyser les conditions d'infrastructure et le marché en Chine dans le processus de développement du gaz de schiste.

4.2.4.2. Le cas de la Chine

- ***Le grand obstacle des infrastructures.***

En général, le développement du gaz de schiste nécessite un système d'infrastructures suffisant, en particulier un réseau de gazoducs. Le gaz de schiste doit être transporté principalement par pipeline. L'efficacité économique d'exploitation du gaz de schiste est très dépendante de la distance entre les lieux de production du gaz et ceux d'utilisation de ce gaz. Or, la plupart des réserves chinoises de gaz de schiste tels que le bassin du Sichuan dans le sud-ouest, le bassin du Tarim dans le nord-ouest sont situés dans des zones qui sont loin du réseau de pipelines existant et loin du marché de consommation. Contrairement aux États-Unis, la Chine n'a pas de vaste réseau de pipelines à l'échelle nationale. Bien que la Chine ait intensifié son développement des pipelines au cours des dernières années, la construction des gazoducs n'a pas suivi le rythme rapide de la croissance de la demande. La majorité des pipelines en Chine fonctionnent à pleine capacité et il y a peu d'espace pour le gaz naturel produit à partir de réservoirs de gaz non-conventionnels, y compris le gaz de schiste (Gao, 2012). L'identification de nouveaux tracés de pipelines et la création de liens dans le réseau de canalisations existant ont conduit la Chine à affronter des difficultés, source de retards. De nombreuses études soulignent les goulets d'étranglement dans le transport par gazoducs, qui s'ajoutent aux coûts élevés de développement (Gunningham, 2014).

Actuellement, la Chine compte environ plus de 43000 km de pipelines de gaz naturel par rapport aux 500 000 km de pipelines de transmission inter et intra-étatiques aux États-Unis. En fait, les pipelines sont devenus plus importants pour l'importation de gaz étranger. À l'heure actuelle, la Chine dispose de trois principaux gazoducs d'importation : le gazoduc

d'Asie centrale, le gazoduc du Myanmar, et le pipeline de gaz naturel de Russie. Une infrastructure supplémentaire sera nécessaire pour le gaz de schiste domestique (Ming et al., 2014). Il apparait que l'insuffisance des pipelines nécessaires a été l'un des principaux obstacles à la croissance du gaz de schiste. Dans le 12ème plan quinquennal, la Chine prévoit également de construire 44 000 kilomètres de nouveaux pipelines de gaz naturel, y compris les artères de collecte et des artères de distribution, visant une augmentation de la capacité de transmission de 150Gm^3/an. Il est aussi prévu d'ajouter de nouvelles capacités de stockage de gaz naturel pour environ 22 Gm3 (Chou, 2013). Mais la grande échelle des projets de pipelines et la faible pérennité de la production potentielle des champs de gaz de schiste (environ 10 à 20 ans) risque de rendre difficile l'amortissement économique de telles installations, très consommatrices en capital, en particulier pour les petites et moyennes entreprises d'exploration et de production (KPMG Global Energy Institute, 2012), (Dessus, 2014).

Cependant, selon des experts, l'insuffisance de pipelines n'est pas l'unique problème. Il s'agit plutôt de l'accessibilité aux pipelines. Les pipelines de gaz naturel de la Chine sont presque monopolisés par la CNPC qui détient trois-quarts de part de marché, alors que la Sinopec et le CNOOC contrôlent moins de 20%. Ces administrateurs de pipelines de gaz sont peu incités à transporter le gaz de schiste produit par des tiers. Les réseaux de distribution locaux sont exploités par différents distributeurs locaux. Les politiques nationales n'interdisent pas aux entreprises privées de construire des pipelines. Elles encouragent même des capitaux privés à s'engager dans la construction de pipelines de gaz. Néanmoins, il existe une myriade d'étapes à franchir, de procédures d'octroi de permis que les entreprises privées doivent suivre pour aboutir à la construction du pipeline. Et les NOC chinoises ne sont pas nécessairement prêtes à s'associer avec des entreprises privées pour la construction de pipelines (Chou, 2013). Par conséquent, celles-ci ont empêché l'émergence d'un réseau de transport de gaz national intégré. Les NOC chinoises ne sont pas obligées d'accepter que le gaz de schiste soit exploité par des entreprises privées grâce à leurs pipelines. Elles mettent également la CNPC et d'autres NOC chinoises dans une position de négociation très forte contre d'autres producteurs en amont, et ceux-ci auraient à payer une prime élevée pour l'accès aux pipelines même si les NOC étaient disposées à négocier (Chou, 2013),(Gao, 2012). Donc, si le gouvernement chinois ne prend pas des mesures complémentaires pour encourager la construction de pipelines ou forcer leur ouverture, le développement du gaz de schiste devra faire face à un coût énorme pour construire les infrastructures (Ming et al., 2014).

Des planificateurs de l'énergie chinois reconnaissent le défi des infrastructures et notent que le développement des infrastructures de transport et de stockage aiderait à accroître le développement du gaz de schiste. Le gouvernement central a étudié également les possibilités de briser la position dominante de la CNPC pour permettre le partage des

pipelines et l'accès à des tiers. Les solutions pour l'amélioration des infrastructures de gaz de schiste dépendront de la localisation des réserves. Pour les réserves proches du réseau de pipelines existant, le gouvernement encouragera la construction de pipelines de transport depuis le domaine de production de gaz de schiste et la connexion de ces pipelines au réseau de pipelines de gaz naturel existant. Pour les réserves éloignées des réseaux de pipelines de gaz naturel, ou de nouveaux puits, le gouvernement encouragera la construction de stations de GNL à petite échelle ou d'installations de gaz naturel comprimé (CNG) pour capturer le gaz produit et éviter le torchage du gaz. Cela a déjà été réalisé dans certaines provinces productrices de gaz où les gouvernements locaux sont désireux d'intégrer les réseaux régionaux de collecte et de distribution du gaz avec les pipelines de longue distance (Gao, 2012). Ceux-ci vont donc soutenir le développement précoce et la promotion de l'utilisation du gaz de schiste en Chine.

- ***L'organisation du marché et le monopole des compagnies d'État.***

Contrairement aux États-Unis, la Chine ne dispose pas de milliers de sociétés pétrolières et gazières indépendantes en concurrence entre elles. L'industrie du pétrole et du gaz en Chine est une des industries sous monopole depuis déjà longtemps au travers de compagnies pétrolières nationales (NOC). La plupart des licences d'exploration et de production du pétrole et du gaz en Chine sont réparties entre des NOC, qui sont principalement la CNPC (ou Petrochina) et Sinopec, y compris les droits des zones les plus attractives pour le gaz de schiste. Les investisseurs étrangers qui souhaitent participer à l'exploration et à l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz de la Chine doivent établir des partenariats avec les grandes NOC et obtenir les approbations du gouvernement central (Gao, 2012). Aucune autre entreprise, chinoise ou étrangère, ne peut explorer de manière indépendante les ressources de gaz de schiste: une collaboration avec ces NOC est impérative. Les NOC sont prêtes à travailler avec les compagnies pétrolières étrangères, mais les modalités juridiques de la coopération sont ambiguës et défavorables. De plus, ces NOC dominent et contrôlent presque tous les gazoducs et l'absence de règlementations claires pour l'accès des tiers a limité la participation des investisseurs étrangers au domaine du gaz de schiste (Andrews-Speed et Len, 2015). Selon certains experts, le monopole du pétrole et du gaz en Chine est difficile à briser dans le court terme (Yu, 2015). Le monopole peut créer un retard dans l'innovation technologique, et ralentir le développement du gaz de schiste en Chine.

En fait, les NOC de la Chine ont déjà commencé à réaliser des projets de forage d'exploitation de gaz de schiste avec l'assistance technique et financière de coentreprises multinationales comme Total, BP, Shell. Bien qu'il y ait de l'espace pour les investisseurs indépendants et privés, la structure rigide de l'industrie du pétrole et du gaz en Chine et l'absence actuelle de concurrence entre les trois géants de l'énergie de l'État (CNPC, Sinopec

et Petrochina) ont généré une répartition inéquitable des ressources de gaz de schiste et entravé les efforts pour exploiter les réserves (Farah et Tremolada, 2013). Il n'y a aucune concurrence dans le secteur énergétique soit en amont soit en aval, ce qui a créé des monopoles sur les marchés et des cadres de prix administratifs. La seule façon pour la Chine d'améliorer sa future politique énergétique est de convertir des mécanismes hors marché en mécanismes de marché.

Il apparait que les barrières à l'entrée dans le domaine du pétrole et du gaz (y compris le gaz de schiste) en Chine, notamment pour les entreprises privées et étrangères, sont plus grandes qu'aux États-Unis. Aux États-Unis, les entreprises qui veulent entrer dans le secteur du gaz de schiste doivent seulement soumettre un dossier au gouvernement de l'Etat. Au contraire, le gouvernement central chinois organise des ventes aux enchères ou accorde des droits d'exploration. Ce régime crée différentes barrières à l'entrée pour les petites et les grandes entreprises étrangères dans l'industrie du gaz de schiste domestique. Elles sont obligées de participer à des joint-ventures avec les entreprises chinoises et elles doivent avoir une valeur minimale extrêmement élevée. Cependant, l'importance potentielle du marché chinois a attiré l'attention de grandes compagnies pétrolières internationales telles que Shell, BP, Exxon-Mobil, Chevron, Conoco-Phillips. Mais évidemment, les restrictions chinoises sur les investissements étrangers constituent une barrière équivalente au potentiel. En outre, les investisseurs vont probablement attendre de voir apparaître des politiques de tarification du gaz de schiste et la mise en place de mécanismes de soutien gouvernementaux avant de réellement investir dans le gaz de schiste chinois, levant ainsi l'incertitude et les craintes de changements réglementaires qui pourraient avoir des effets néfastes pour eux (KPMG Global Energy Institute, 2012).

Les politiques fiscales favorables et le niveau élevé des prix du gaz sont des facteurs qui ont déclenché la révolution du gaz de schiste aux États-Unis. Par contre, les régimes fiscaux et les niveaux de prix sont des sujets de préoccupation pour l'exploitation du potentiel de gaz de schiste en Chine. Certains des défis portent sur la manière de rationaliser le régime fiscal pour l'exploration et la production de gaz, et de clarifier la structure fiscale pour les partenariats industriels. Par exemple, selon les contrats de partage de production (PSC) de la Chine, les sociétés d'énergie internationales doivent partager un pourcentage pertinent de leurs profits avec le gouvernement ou des sociétés d'État, en plus de payer l'impôt des sociétés sur les gains. Cela crée un effet dissuasif pour les investisseurs étrangers dans l'activité à haut risque tels que l'exploration et la production de gaz de schiste (Nakano, 2012),(Farah et Tremolada, 2013).

En plus, pour le développement et la mise en production d'une grande quantité de gaz de schiste, il est nécessaire de forer des milliers de puits. Donc, les compagnies de services dans le domaine du gaz de schiste ont un rôle important. Actuellement, le secteur des services

en Chine est réparti entre les sociétés nationales de services (NSC), les entreprises privées locales et les entreprises internationales (ISC). Les NSC ont une part de marché d'environ 60%; les entreprises privées locales représentent 25-30% et sont uniquement louées pour les services que les NSC ne peuvent pas offrir. Les entreprises internationales ne sont normalement engagées pour des services spécialisés que si ni les NSC, ni les entreprises privées locales ne peuvent fournir les prestations. Les NSC s'associent avec les grandes NOC, et les NOC ont tendance à utiliser leurs NCS pour assurer des services. Donc les NCS dominent le marché intérieur des services et ont des pouvoirs de négociation forts vis-à-vis des gouvernements locaux et des sous-traitants. Par conséquent, les ISC et les entreprises privées se retrouvent souvent défavorisées par rapport aux NSC. Cela va créer également des difficultés dans le processus de développement du gaz de schiste en Chine.

4.2.5. Les problèmes d'environnement et l'acceptation de la population.

Le développement durable et la protection de l'environnement sont des problèmes particulièrement importants et urgents dans le monde d'aujourd'hui. Dans ce contexte, en Chine le développement récent du gaz de schiste génère également beaucoup d'inquiétude au sujet de l'environnement. Bien que le gaz de schiste soit une catégorie d'énergie nettement plus propre, il peut provoquer des risques environnementaux plus graves que le pétrole conventionnel et de gaz dans le processus de production.

Plusieurs recherches ont indiqué que dans le processus de l'exploitation du gaz de schiste, l'application de la fracturation hydraulique a besoin d'utiliser des produits chimiques qui peuvent polluer l'eau souterraine voire, l'eau de surface. Des fuites de produits chimiques sont les causes de nuisances sérieuses à l'environnement, en particulier du système des eaux souterraines. Par ailleurs, le processus d'exploitation peut conduire à la fuite de méthane, une sorte de gaz à effet de serre dont l'effet polluant est plusieurs fois plus puissant que celui du dioxyde de carbone. En outre, l'impact sur la surface de la terre est grand dans le processus d'exploration et de développement (Xingang et al., 2013). Il y a de nombreuses controverses à propos des questions d'environnement local ou global qui émergent, non seulement aux États-Unis mais aussi dans chacun des pays qui envisagent ou engagent l'exploration ou l'exploitation de gisements de gaz de schiste. Les gouvernements et les industriels y sont souvent soumis à de fortes oppositions locales (Dessus, 2014).

Cependant, dans d'autres régions comme l'Amérique du nord et l'Europe des préoccupations au sujet des dommages potentiels ont été soulevées en raison du développement du gaz de schiste, mais en Asie, ce problème ne semble pas susciter l'intérêt convenable. Par exemple, le gouvernement de la Chine a placé la sécurisation de l'approvisionnement en gaz pour la croissance économique à un niveau plus élevé que les dommages potentiels à l'environnement et aux communautés locales causés par le processus

d’extraction du gaz de schiste. Donc le problème de l’environnement dans le processus de développement du gaz de schiste tend à être sous-estimé.

En comparaison avec les États-Unis, la Chine devra faire face à plus de risques écologiques et environnementaux causés par l'exploration du gaz de schiste en raison des conditions géologiques plus complexes et du manque de lois et de règlementations concernant la gestion de l'environnement. L'utilisation du gaz de schiste pourrait aider à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Cependant, au cours de la fracturation hydraulique, il y a une grande quantité de produits chimiques injectés directement à haute pression dans le sous-sol. Si le processus n’est pas géré correctement, il peut causer une contamination grave des sources d’eau, aussi bien l’eau souterraine que l’eau de surface. Cela serait un désastre dans les pays à sécheresse comme la Chine. Le gouvernement Chinois a reconnu le problème de l’eau comme national depuis longtemps, il a déclaré que la conservation de l’eau est une des priorités politiques. Donc, les industries qui consomment le plus d’eau seront limitées en Chine, en particulier dans les zones arides. En outre, selon des experts, le gaz de schiste en Chine contient des niveaux élevés de gaz non-hydrocarbures, en particulier le sulfure d'hydrogène, un polluant toxique et corrosif, qui pourrait conduire à la pollution de l'air.

Un autre défi qui découle du processus de développement du gaz de schiste est l’exigence d’une énorme quantité de puits. Des milliers de puits seront forés dans les formations de gaz de schiste. Les compagnies pétrolières et gazières devront construire de nouvelles routes et de nouvelles infrastructures. Elles vont réquisitionner temporairement des dizaines de milliers de kilomètres carrés de terres, y compris des terres agricoles et même des terres résidentielles (Andrews-Speed et Len, 2015). Alors que la densité de population de la Chine est très élevée dans les zones où le gaz de schiste est localisé. Les risques potentiels pour la santé et la sécurité humaines peuvent aussi être plus grands, ainsi que la résistance générale des communautés locales.

Malgré ce constat, on n’observe pas jusqu’à maintenant, d’opposition locale aux opérations de gaz de schiste en Chine (Andrews-Speed et Len, 2015). Mais si les opérations de gaz de schiste causaient des dommages inacceptables à l’eau, à l’environnement, à la terre ou la vie de la communauté, surtout dans les régions densément peuplées, les communautés locales pourraient commencer à résister à des plans de développement du gaz de schiste en Chine.

Les communautés locales et leurs habitants sont exposées directement et indirectement aux risques de dommages qui accompagnent les activités de production de gaz de schiste. Donc, assurer et maintenir l'acceptation sociale est un facteur clé pour le succès à long terme du développement du gaz de schiste. Celui-ci a besoin de la coopération de la communauté locale et de ses résidents, puisque la résistance ou la protestation ont non seulement une grande influence sur la décision du gouvernement, mais aussi sur les activités du développeur (Hu et Xu, 2013). L’approche d’un permis social d’exploitation (SLO) est essentielle pour le

bon développement du gaz de schiste en Chine. En conséquence, selon des chercheurs, l'établissement et le maintien d'une bonne relation entre l'industrie du gaz de schiste et la communauté locale sera un grand défi dans le futur en Chine (Lipschultz, 2012).

Par conséquent, pour le développement durable du gaz de schiste, la Chine doit baser le système du construire le SLO sur la divulgation et la transparence des informations essentielles au sujet des activités, en particulier l'information sur l'environnement. Il faut développer la relation de confiance et de bénéfice mutuel entre l'industrie du gaz de schiste et la communauté locale. Cela permettrait de réduire le risque social pour le développeur en faisant participer la communauté aux processus de décision et en assurant des avantages concrets et équitables liés aux résultats des projets du gaz de schiste.

4.3. Un évaluation du potentiel de développement des gaz de schiste en Chine : coûts de production et prix relatifs

La Chine est le pays qui a le plus grand potentiel de développement du gaz de schiste en Asie. Le développement de cette ressource dépendra fortement de la concurrence avec d'autres sources de gaz, ainsi que d'autres énergies. Est-ce que la Chine peut reproduire une autre révolution du gaz de schiste comme aux États-Unis ? Pour répondre à cette question, dans cette section, nous présenterons les problèmes liés au prix du gaz, au coût de production du gaz de schiste, et à la capacité de concurrence du gaz de schiste avec d'autres sources d'énergies en Chine.

4.3.1 Historique du prix du gaz en Chine.

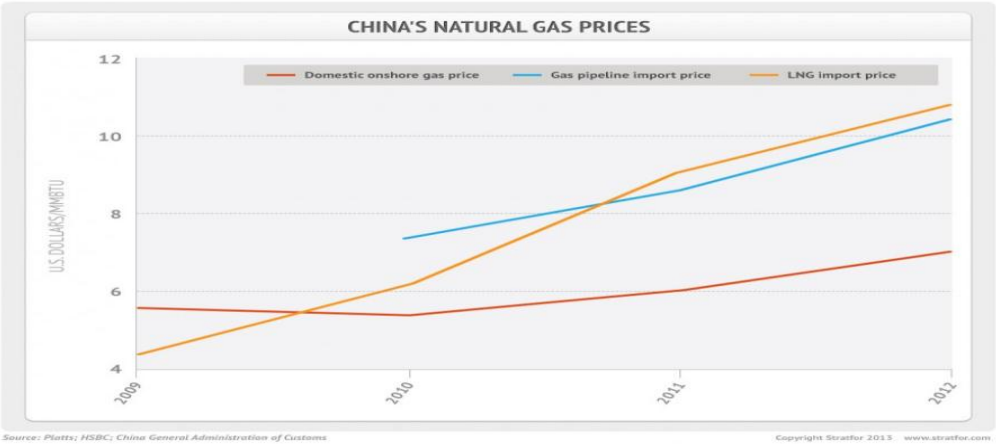
4.3.1.1 Prix du gaz domestique.

En général, les prix du gaz dans un pays sont influencés par plusieurs facteurs comme le prix international du pétrole, l'abondance des ressources régionales, le niveau de développement économique, la demande, le montant des ressources de gaz naturel dans les pays d'approvisionnement et les distances de transport.

En Chine, depuis longtemps, le gouvernement central a contrôlé et déterminé les prix de l'énergie, en particulier le prix du gaz. L'intervention du gouvernement dans le mécanisme des prix a limité la concurrence dans le marché du gaz. Le prix traditionnel du gaz domestique été régulé à chaque point le long de la chaîne gazière (production, transport et distribution). Le système de prix du gaz naturel comprend le prix au départ de l'usine, le prix au point de livraison (prix city-gate) et le prix à l'utilisateur final. Le prix city-gate est la somme des prix au départ de l'usine et du prix du pipeline. Le prix de l'utilisateur final est la somme du prix city-gate, du transport et de la distribution. Les prix du gaz à la tête de puits et les prix city-gate sont réglementés par le gouvernement central et administrés par la Commission nationale de développement et de réforme. Le frais de distribution locale et les prix à l'utilisateur final sont réglementés par les gouvernements provinciaux et locaux (Wang et Lin, 2014).

La politique de prix du gouvernement a consisté à différencier les utilisateurs de gaz naturel et conduit également à des prix du gaz très différents dans les domaines de l'engrais, de l'électricité, de l'industrie, du résidentiel et du commerce. Avec des prix très différents, il n'y a pas cohérence dans la prise en compte du degré de rareté du gaz, de l'offre et de la demande ou de la relation avec le prix de ressources alternatives. Par rapport aux prix du gaz à l'étranger, au prix d'importation et aux autres sources d'énergie, les prix du gaz à l'intérieur de la Chine sont trop faibles et beaucoup plus bas que les prix du gaz international (APEC, 2011). La figure 4.5 au-dessous présente la différence entre les prix du gaz domestique et le prix d'importation par pipeline et par GNL en Chine dans la période récente.

Figure 4. 5 : Les différences de prix du gaz naturel en Chine.



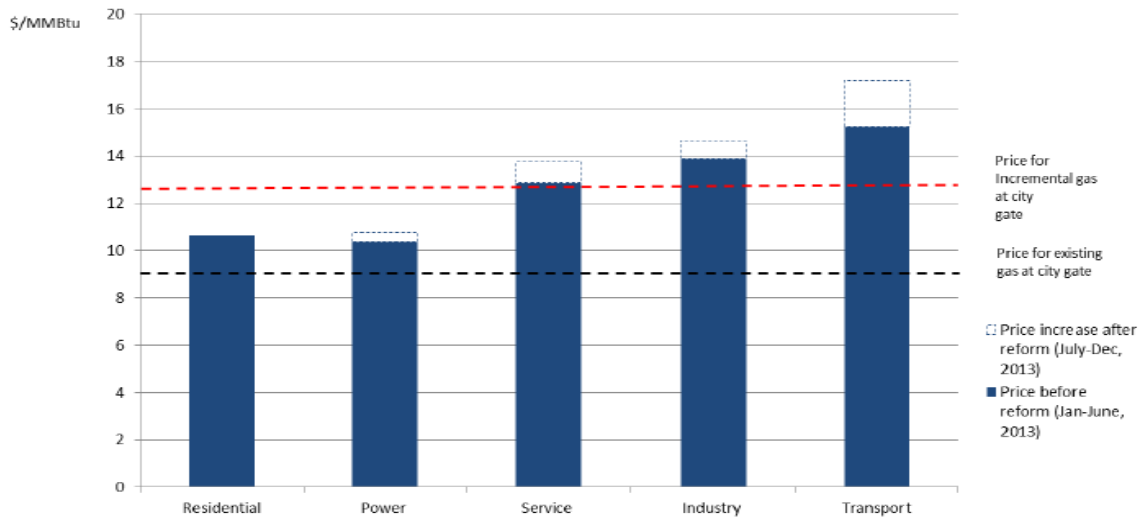
Source: Platts, China general Administration of customs; www.stratfor.com

Au fil du temps, les prix du gaz ont augmenté avec le développement du marché du gaz en Chine. Cependant, par rapport à d'autres pays, les prix du gaz naturel en Chine restent à un niveau relativement faible. Jusqu'à la fin du XXe siècle, l'écart entre les prix du gaz naturel en Chine et ceux du marché international est encore raisonnable et acceptable, mais il a augmenté rapidement depuis. En 2004, le prix de vente moyen annoncé par PetroChina était seulement de 40,7% du prix du gaz américain à la tête de puits, 48,1% du prix du gaz importé par gazoducs en Europe, et 42,4% du GNL importé au Japon. En 2008, le prix au départ usine de la Chine était seulement de 42,4% du prix au Henry Hub et 29,7% du prix CIF en Europe (Wang et Lin, 2014).

Dans de nombreux autres pays, l'écart de prix du gaz entre le secteur de la production d'électricité et le secteur industriel est faible. Les prix du gaz dans le secteur résidentiel sont généralement plus élevés que celui dans le secteur électrique ou de l'industrie, même deux fois supérieur. Cependant, en Chine, les prix du gaz résidentiel sont les plus bas en raison de subventions du gouvernement. Ceci est à l'opposé du niveau de prix dans les pays développés. Dans toutes les provinces en Chine, le niveau des prix à usage industriel et dans le secteur du transport sont les plus élevés (Wang et Lin, 2014) (Paltsev et Zhang, 2015). En

Chine, le gaz est utilisé principalement par le résidentiel et le secteur industriel. Bien que dans les années récentes, la consommation augmente rapidement parmi les utilisateurs résidentiels en raison de la protection de l'environnement, les prix du gaz au secteur résidentiel sont maintenant les plus bas de tous les segments d'utilisateurs, d'environ 20% inférieurs à ceux payés par les clients industriels et près de la moitié de ce que le secteur des transports paie. Bien que le prix du gaz en Chine ait beaucoup évolué grâce aux réformes du prix du gaz dans les années récentes, selon la figure 4.6 nous pouvons voir les différences de prix entre les secteurs.

Figure 4.6 : Prix city-gate par secteur en 2013



Source: CEIC, NDRC

Les prix traditionnels du gaz en Chine étaient maintenus à un niveau bas car les prix ont été basés sur le coût d'extraction du gaz à la tête du puits, plus les frais de transport. Ce mécanisme de fixation du prix n'a pas reflété la rareté du gaz, le déséquilibre de l'offre et de la demande, la fluctuation des prix du gaz naturel sur le marché international ou des comparaisons avec les prix des combustibles compétitifs (APEC, 2011). Ce mécanisme n'a pas reflété non plus également le rythme de croissance de la demande du gaz naturel de même que la dépendance de la Chine pour le gaz importé. Alors que la Chine devient de plus en plus dépendante de l'importation, l'écart du prix entre le gaz domestique et le gaz importé est donc de plus en plus grand.

L'augmentation rapide du coût de l'approvisionnement extérieur, se produit sur divers marchés, par exemple le prix du GNL importé a grimpé de 6 $/million Btu en 2010 à 11,40 $ en 2013, le prix du gaz turkmène a suivi la même tendance, passant de 7,50 $/million Btu en 2010 à 9,90 $ en 2013. Alors qu'il a été difficile pour les importateurs de répercuter ces augmentations de coûts aux utilisateurs finaux. De même, la réglementation des prix de l'électricité a conduit à la non-compétitivité des centrales au gaz. Le gouvernement conserve

bas les prix du gaz city-gate alors que le prix du GNL importé et le gaz importé par gazoduc ont tendance à augmenter. Ceux-ci pourraient ralentir l'augmentation future des importations de gaz et les compagnies de gaz Chinoises ont donc tendance à être peu incitées à importer du gaz naturel (Wang et Lin, 2014).

En réalité, les prix du gaz à la consommation réglementés à un niveau bas empêchent les compagnies importatrices de récupérer leurs coûts. Ainsi, PetroChina et CNOOC, les deux principaux importateurs de gaz par gazoduc et par GNL, achètent leur gaz aux prix internationaux, alors qu'ils le revendent aux prix réglementés par le gouvernement. L'écart de prix entre les deux a entraîné des pertes financières lourdes pour les deux compagnies. CNPC a annoncé des pertes de 40,9 milliards RMB en 2013 sur le coût de ses importations de gaz (Cornot-Gandolphe, 2014b).

Les politiques récentes en Chine visent une augmentation de la contribution du gaz naturel pour l'approvisionnement énergétique de la nation. L'ancien régime de prix n'a pas fourni suffisamment d'incitations aux fournisseurs de gaz naturel, ce qui a souvent entraîné la pénurie de gaz naturel. Une réforme du prix du gaz naturel est nécessaire en Chine. Donc, à la fin de 2011, la Commission nationale de développement et de réforme de la Chine a décidé une réforme des prix du gaz. L'objectif de cette réforme est d'explorer et de mettre en place un mécanisme d'ajustement dynamique du prix du gaz naturel qui puisse refléter la situation de l'offre et la demande du marché, être connecté au marché international, ainsi qu'à la rareté des ressources (Paltsev et Zhang, 2015). Une nouvelle réforme de la tarification du gaz a été testée dans les provinces du Guangdong et du Guangxi en 2011 et a été introduite à l'échelle nationale en 2013. Jusqu'à présent, la réforme du prix du gaz naturel a été élargie à plus de trente provinces en Chine. Nous allons présenter en détail cette réforme dans la partie suivante.

4.3.1.2 Prix du gaz importé.

Jusqu'au début de l'importation du gaz naturel liquéfié (GNL) en 2006, la Chine était autosuffisante en termes de gaz naturel. Bien que la production domestique du gaz naturel en Chine a cru, (par exemple, elle a augmenté de 18,3% entre 2006 et 2007 (Higashi, 2009)), la Chine a commencé à importer du gaz naturel sous forme de GLN en juin 2006. Le premier terminal de regazéification du GNL au Guangdong a ouvert la fenêtre pour connecter le marché du gaz naturel chinois au marché du gaz international. Par la suite, la demande de gaz naturel a augmenté rapidement, en particulier dans les années récentes, et la sensibilisation croissante à l'environnement a encouragé l'abandon du charbon au profit du gaz en Chine (Li, 2015). Le remplacement du charbon par le gaz dans le secteur industriel et électrique est une occasion pour réduire la pollution de l'air et améliorer l'environnement en Chine. Le tableau 4.7 au – dessous présente la croissance du gaz importé en Chine dans les dernières années.

Tableau 4.7: Le gaz importé par GNL et par pipeline en Chine entre 2010 et 2014

	GNL *(Gm^3)*	**% croissance**	**Pipeline** *(Gm^3)*	**% croissance**
2010	12,7	-	3,6	-
2011	13,6	7,1	14,1	291,6
2012	20,0	47,1	21,5	52,4
2013	24,5	22,6	27,3	27,0
2014	27,0	10,2	31,3	14,7

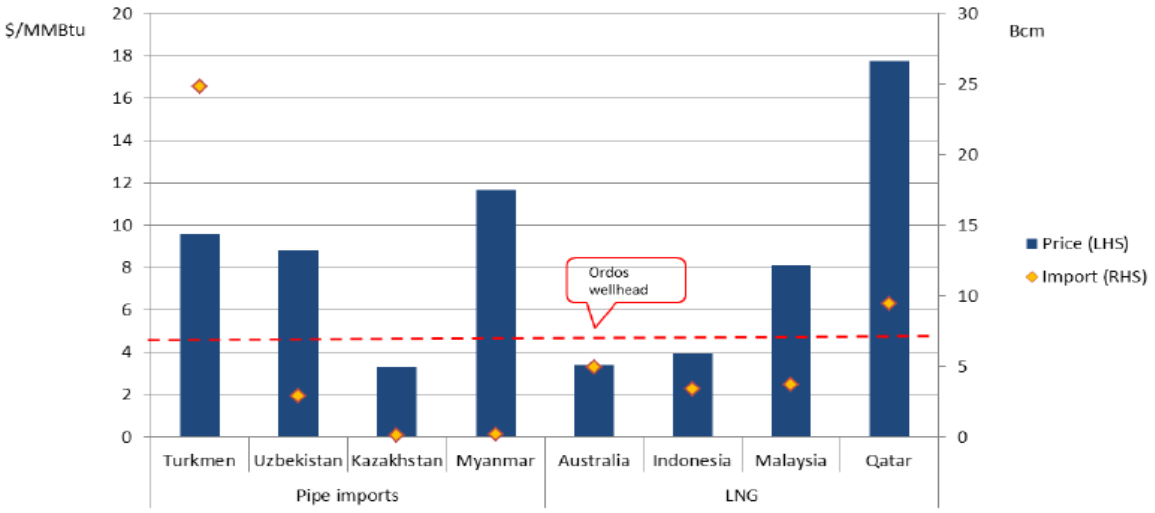
Source : Pang, 2015 ; Li, 2015

La dépendance de la Chine vis-à-vis du gaz importé a atteint 32% en 2013 contre seulement 2% en 2006 (Chen, 2014). La Chine a reçu environ 31 Gm^3 d'importations par pipeline d'Asie centrale en 2014, dont plus de 25 Gm^3 viennent du Turkménistan. La fourniture du Turkménistan va atteindre 65 Gm^3 /an en 2020 dans le cadre d'un contrat signé au début de septembre 2013. En dehors du Turkménistan, d'autres pays comme le Myanmar, l'Ouzbékistan, le Kazakhstan ont également signé des accords de fourniture de gaz par pipeline. En mai 2014, la Chine et la Russie ont finalement signé l'accord de 30 ans pour l'importation de 38 Gm^3/an avec une valeur d'environ 400 milliards de dollars. En 2020, la capacité totale des importations par pipeline en provenance d'Asie centrale pourrait atteindre 90 Gm^3/an et pourrait représenter 23% de l'approvisionnement en gaz chinois (Chen, 2014).

En 2014, la Chine a importé 27 Gm^3 de GNL. Le GNL provenait principalement d'Australie et d'Indonésie (33% des importations totales de gaz), du Qatar (38%), et de Malaisie (15%). La majorité des importations de GNL actuelles sont basées sur des contrats à long terme JCC- indexés. En dépit de leur augmentation au cours des dernières années les importations de GNL sur le marché spot représentent moins de 15% du total.

Avant à la fin de 2014, le prix élevé des importations de gaz en Chine avait créé un écart important entre le prix du gaz domestique et le prix à l'importation. La figure 4.7 présente la différence entre les prix à la tête de puits intérieur du gaz dans le bassin de l'Ordos, les prix d'importation par gazoduc à la frontière de la Chine et le prix CAF du GNL importé aux terminaux d'importation du GNL. Selon la figure, en 2013, les prix du gaz à la tête du puits à Ordos étaient d'environ 4,5$/MMBtu, alors que les prix du gaz importé par gazoduc varient de 9$ à 12$/MMBtu (Turkménistan, Myanmar). Concernant le prix d'importation du GNL, il est bien plus élevé (8$/MMBtu du Malaisie et environ 18$/MMBtu du Qatar), seul les prix d'importation du GNL d'Australie et d'Indonésie étaient inférieur à 4 $/MMBtu en raison des contrats signés antérieurement ; ces prix étaient des prix FOB (Cornot-Gandolphe, 2014b).

Figure 4.7: Comparaison du prix du gaz domestique avec le prix du gaz importé en Chine en 2013.



Source : Chen, 2014

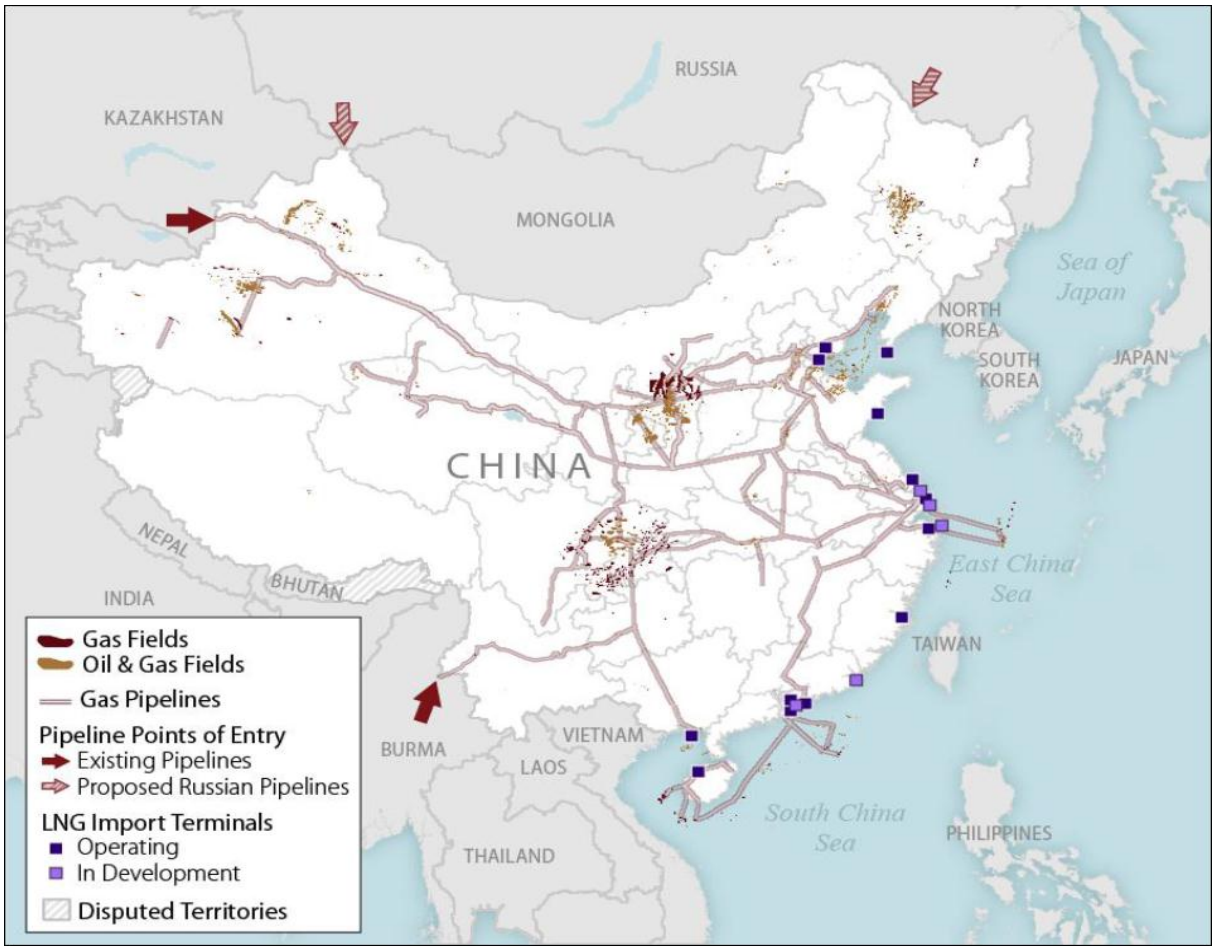
Le prix du gaz importé est un critère important mais pas le seul dans le choix entre des importations par gazoduc ou sous forme de GNL. Pour les importations de GNL, la Chine paye un prix similaire à celui des autres importateurs du bassin Pacifique, avec qui elle est en concurrence pour les achats de GNL. Ce prix est historiquement lié au « Japan Crude Cocktail» (JCC) et comporte une indexation plus ou moins élevée sur le prix du pétrole (Cornot-Gandolphe, 2014). Les prix d'importation par pipeline en Chine sont indexés sur les prix du pétrole ainsi que les prix des produits du pétrole et sont payés par les NOC comme Petrochina à la frontière chinoise. En évaluant la différence globale entre les prix des importations de gaz par pipeline et sous forme de GNL, un facteur important à considérer concerne les coûts du transport de gaz par pipeline depuis des régions frontalières, des gisements du gaz domestiques, ou des terminaux d'importation du GNL jusqu'aux principales villes de consommation de ce produit dans les régions du nord-est (White et Phua, 2014).

Les principaux consommateurs de gaz en Chine sont distribués dans les zones à côté des principales zones de production du gaz naturel tels que le Sichuan, le Xinjiang (Tarim bassin), le Shaanxi, le Shanxi (bassin d'Ordos), et dans des zones côtières de l'est tels que Beijing, Shanghai, Guangzhou. Donc le prix final doit ajouter le coût de transport et d'autres coûts. Par exemple, le prix city-gate comprend le prix à la tête de puits plus le coût de transport dans le cas du gaz domestique. Les prix d'importation à la frontière plus le coût de transport dans le cas du gaz importé par gazoducs. Le prix d'importation plus de coût de regazéification et le coût transport dans le cas du GNL importé.

Les tarifs de transport sont basés sur la distance. Par exemple, un tarif du Xinjiang au Gansu est de 1,35$/MMBtu, tandis qu'un tarif du Xinjiang à Shanghai est de 5$/MMBtu

(Paltsev et Zhang, 2015). De plus, les infrastructures de la Chine sont peu développées, il n'y a même pas de pipelines pour amener le gaz au marché dans certains cas (voir la figure 4.8 au-dessous). Par conséquent, le prix au détail du gaz est influencé fortement par le coût de transport intérieur. Par exemple, selon les données de l'AIE en 2012, les prix city-gate à Shanghai ont été de 8$/MMBtu avec les gaz domestiques transportés par le gazoduc Ouest-Est ; 13$/MMBtu pour le gaz importé de Turkménistan et même 17$/MMBtu pour les gaz importés par GNL (IEA, 2012d). Malgré la réforme du prix du gaz réalisée récemment en Chine, les écarts de prix sont restés importants. L'impact de l'écart entre les prix intérieurs et les prix internationaux a limité la capacité d'importation en Chine, en particulier pour le GNL.

Figure 4. 8 : Approvisionnements et infrastructures du gaz en Chine

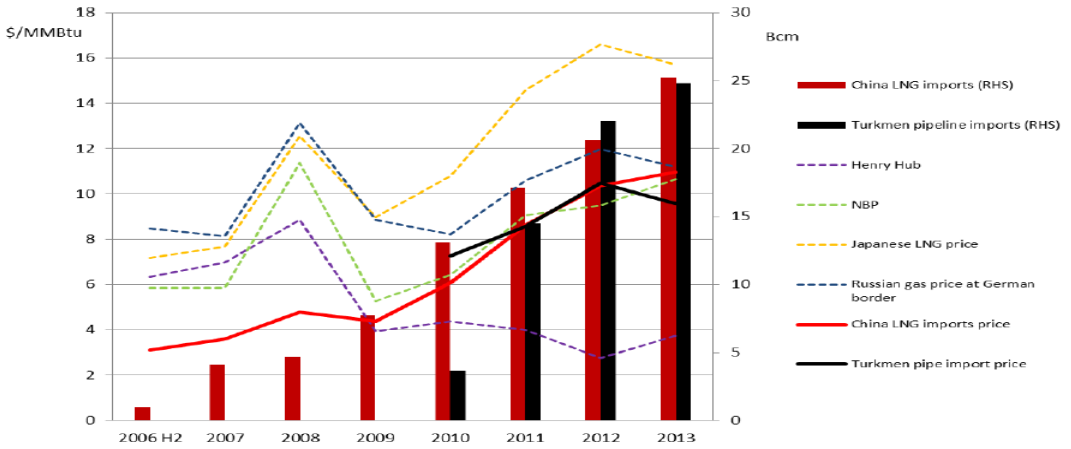


Source : Ratner et al., 2016

En 2013, le prix moyen des importations de GNL a été de 13,8$/MMBtu, tandis que les prix moyen du gaz importé par gazoduc était de 9,78$/MMBtu à la frontière (White et Phua, 2014). La figure 4.9 présente la comparaison entre le prix du gaz importé en Chine et le prix du gaz international dans d'autres régions du monde de 2006 à 2013. Nous voyons que le prix moyen d'importation du GNL en Chine a dépassé le prix du gaz dans le marché spot NBP en Angleterre en 2012. Néanmoins ce prix était seulement d'environ deux tiers en comparaison des prix moyen d'importation de GNL en marché japonais. Dans le même temps, le prix

moyen du gaz importé par gazoduc en provenance du Turkménistan était moins cher que le prix importé par gazoduc en Allemagne, environ 85% du prix à la frontière allemande.

Figure 4. 9 : Les prix du gaz importé en Chine et les prix internationaux de 2006 à 2013.



Sources: China Customs Statistics; IMF; Rogers et Stern 2014; Chen, 2014

Avec une demande du gaz naturel estimée en augmentation forte dans l'avenir, le marché chinois présente le plus fort potentiel d'accroissement des importations de gaz, en particulier de GNL, au monde. La Chine a besoin d'établir un niveau de prix du gaz qui servira comme une incitation pour augmenter la production domestique et le niveau d'importation supérieur. D'abord la Chine a besoin de constituer une référence de prix basée sur le marché en développant des contrats à la bourse de commerce comme à Shanghai. Ensuite, le gouvernement cherche à introduire plus de concurrence sur le marché et permettre, en particulier, une concurrence entre offre nationale et importations basées sur les prix du marché.

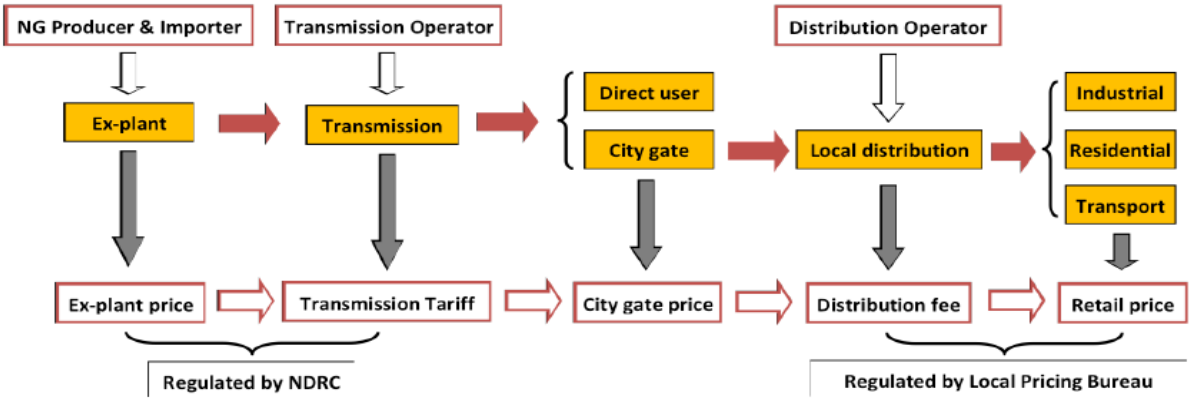
4.3.2. Processus de réforme du prix du gaz en Chine.

La réforme de la tarification de l'énergie est politiquement sensible et implique plusieurs conflits d'intérêts. Comme le prix du gaz naturel en Chine a été sous-évalué pendant une longue période en raison du contrôle du gouvernement, une hausse des prix était attendue, à la suite de la réforme (Paltsev et Zhang, 2015). Elle visait à aligner les prix du gaz de différentes sources, y compris domestiques et étrangères, au niveau des divers utilisateurs finaux. Ceci devait conduire à encourager l'investissement et le développement dans le secteur du gaz, en particulier les gaz non-conventionnels; pour accroître la production domestique et les importations.

La réforme de 2005 *:* Le processus de réforme a commencé en 2005, lorsque la NDRC a réformé le mécanisme de fixation des prix du gaz et a augmenté le prix au départ de l'usine (y compris le prix à la tête de puits plus les frais de traitement) de manière appropriée. La NDRC a publié un nouvel avis visant à réformer le système de fixation des prix du gaz

naturel. L'avis était destiné à établir un mécanisme de prix axé sur le marché dans l'industrie du gaz de la Chine (Ni, 2009). Les points principaux de cette réforme retiennent l'utilisation d'un niveau de référence pour fixer les prix (prix benchmark qui est décidé par le gouvernement) comportant une liaison entre le prix à la tête de puits avec des prix de combustibles de substitution (40% du prix du pétrole brut, 20% du prix du LPG et 40% du prix du charbon) favorisant ainsi l'augmentation du prix d'usine de. Malgré ces progrès significatifs, les différences demeurent i/ entre les prix en moyenne en Chine et les prix à l'international, ii/ entre les villes pour les mêmes types d'utilisateurs et iii/ entre utilisateurs dans les mêmes villes (APEC, 2011). Par exemple, à la fin de 2008, la moyenne du prix départ de l'usine du gaz naturel en Chine était d'environ 3$/MMBtu, soit un quart du prix moyen international. La figure 4.10 présente le cadre institutionnel de l'ancien régime de fixation des prix en Chine.

Figure 4. 10: Le cadre institutionnel de l'ancien régime de fixation du prix du gaz naturel en Chine.



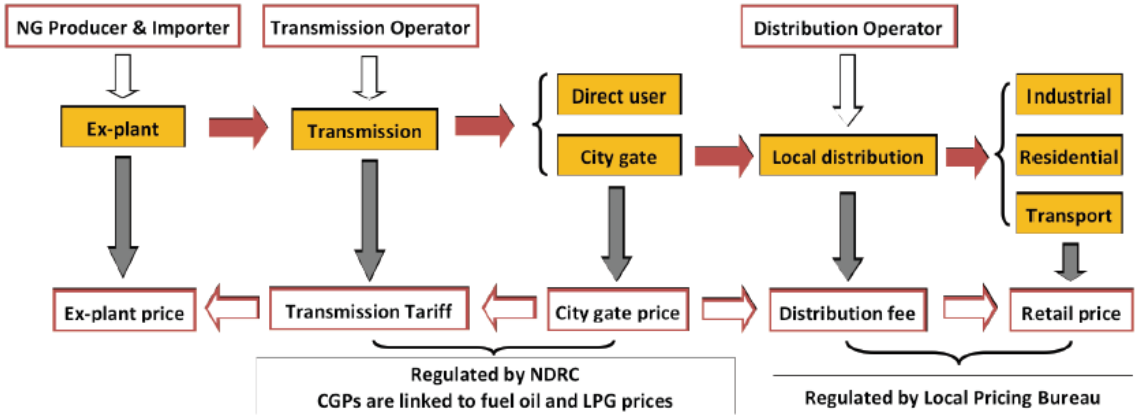
Source : Zhao, 2011 ; Paltsev et Zhang, 2015

La réforme de 2011 : L'objectif de cette réforme est d'accélérer l'évolution vers une tarification basée sur les prix du marché des produits pétroliers pour encourager la concurrence avec les autres combustibles et leur remplacement, stimuler l'investissement en amont, réduire les pertes financières des compagnies importatrices de gaz et réduire la consommation de gaz non efficiente. L'idée générale de la réforme pilote est de remplacer le mécanisme de fixation des prix selon la méthode du « cost-plus » par la méthode netback basée sur les énergies concurrentes, et de fournir des expériences de réforme dans d'autres régions à titre de références (Chen, 2014). Cependant, cette réforme se concentre fondamentalement sur les secteurs non résidentiels car les utilisateurs résidentiels sont très sensibles aux changements de prix du gaz.

La réforme de 2013 : En juin 2013, la NDCR a annoncé l'extension de la réforme d'essai de 2011 à 29 provinces et municipalités sur un total de 33 provinces en Chine (Chen, 2014). C'est une mesure importante pour augmenter le prix du gaz en Chine et diminuer

l'écart entre le prix du gaz domestique et le prix du gaz importé. L'objectif de ces réformes est d'augmenter progressivement le prix du gaz existant à un niveau égal au prix du gaz incrémental. Il s'agit aussi d'établir un système de prix où tous les prix à la tête de puits du gaz naturel sont déterminés par le marché. Dans ce contexte, seul le tarif de transport du gaz par pipeline serait réglementé par le gouvernement. La figure 4.11 présente le cadre institutionnel du nouveau régime de fixation des prix en Chine et l'encadré 4.1 présente la nouvelle formule de prix city-gate.

Figure 4.11 : Le cadre institutionnel du nouveau régime de prix du gaz naturel en Chine



Source: Paltsev et Zhang, 2015

Encadré 4.1: Nouvelle formule de prix du gaz.

$$\mathbf{P}_{\text{city gate}} = 0{,}85\,(0{,}6 \times P_{\text{fuel oil}} \times H_{gaz}/H_{\text{fuel oil}}) + (0{,}4 \times P_{GPL} \times H_{gaz}/H_{GPL}) \times (1 + T_{TVA})$$

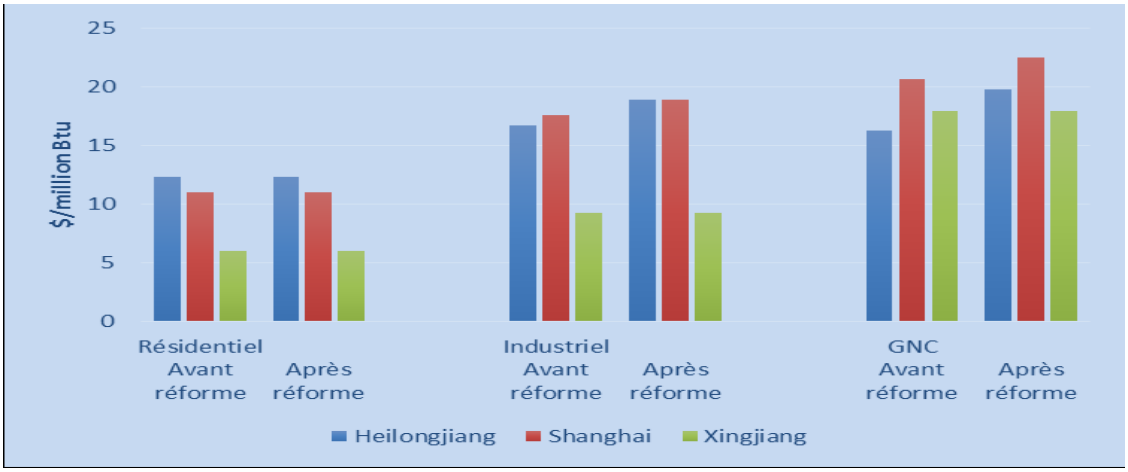
Où :

- $P_{\text{city gate}}$ est le prix du gaz à l'entrée de chaque province,
- 0,85 correspond au discount du prix du gaz par rapport aux produits pétroliers. Il assure la compétitivité du gaz par rapport aux énergies concurrentes,
- $P_{\text{fuel oil}}$ et P_{GPL} : prix du fuel oil et du GPL importés à Shanghai en RMB/kg,
- H_{gaz}, $H_{\text{fuel oil}}$ et H_{GPL} correspondent aux contenus énergétiques du gaz, du fuel oil et du GPL. Ils permettent de convertir les prix des produits pétroliers en équivalent gaz (H_{gaz} = 8 000 kcal/kg, $H_{\text{fuel oil}}$ = 10 000 kcal/kg et H_{GPL} = 12 000 kcal/kg),
- T_{TVA} est le taux de TVA s'appliquant au gaz naturel = 13%.

La réforme de prix est une étape importante pour le prix du gaz naturel intérieur de manière à l'orienter davantage vers le marché. Selon un rapport de la NDRC, hormis les utilisateurs résidentiels qui ne sont pas affectés par les réformes des prix, l'application de la réforme a conduit à une hausse moyenne d'environ 15% du prix du gaz pour tous les consommateurs (White et Phua, 2014). Les graphiques de la figure 4.12 présentent le

changement du prix du gaz dans quelques secteurs, des provinces et les principales régions en Chine après la réforme.

Figure 4.12 : Prix de vente du gaz par secteur, avant et après la réforme en 2013.



Sources : Cornot-Gandolphe, 2014b

Les prix plus élevés du gaz naturel apporteront des bénéfices aux NOC et aux investisseurs dans le domaine du gaz. Les producteurs de gaz et les importateurs semblent bénéficier le plus de la réforme des prix. Par exemple, selon les rapports annuels de Petrochina, en 2012 la compagnie a perdu 2 milliards de yuans, mais en 2013, grâce à la réforme, elle a gagné 31 milliards de yuans, soit environ 5 milliards de dollars. Bien que le nouveau système de tarification ne s'applique pas au gaz de schiste ni au gaz de charbon, la réforme va permettre de promouvoir l'utilisation du gaz domestique non-conventionnel dans les régions de production, son coût étant inférieur aux prix city-gate de volume incrémental (ou volume additionnel). Donc, ce régime du prix du gaz va également générer des incitations plus fortes à investir dans des projets gaziers, en particulier dans les projets du gaz de schiste (Tian et al., 2014) (IEA, 2012d).

4.3.3. Comparaison entre le coût production du gaz de schiste et le prix du gaz en Chine.

Les investisseurs sont toujours sensibles à leurs intérêts à investir dans un domaine susceptible de devenir porteur. Les prix et le coût production du gaz sont des facteurs importants, ils sont étroitement corrélés à d'autres aspects du marché du gaz. Par exemple, ils affecteront la demande, l'importation de gaz, ainsi que la stimulation de l'investissement dans le développement des gaz non-conventionnels en Chine. Dans cette partie, nous allons présenter les estimations du coût de production du gaz de schiste en Chine et sa comparaison avec les estimations du prix du gaz importé et domestique dans le but de clarifier le potentiel de développement du gaz de schiste en Chine.

4.3.3.1 Estimation du coût de production du gaz de schiste en Chine.

Le coût de production du gaz de schiste en Chine a fait l'objet de différentes estimations. La plupart de ces estimations prévoient que les coûts de production du gaz de schiste en Chine seront beaucoup plus élevés qu'aux États-Unis, environ deux ou trois fois supérieures en raison de défis tels que les conditions géologiques. Nous pouvons voir les résultats estimés des coûts de production de gaz de schiste en Chine dans les tableaux 4.8 et 4.9. Selon un rapport de l'université de Rice aux États-Unis, le seuil de rentabilité du gaz de schiste en Chine varie de 5,75$/MMBtu à 7,25$/MMBtu en fonction des conditions de chaque gisement (tableau 4.8). Le tableau 4.9 présente l'estimation de l'AIE dans le rapport « Des règles d'or pour un âge d'or du gaz ». Selon l'AIE, la Chine possède une structure de coût similaire à celle des États-Unis. Mais ses réservoirs schisteux tendent à être plus profonds et complexes géologiquement. On a estimé que le seuil de rentabilité devrait se situer entre 4 et 8 $/MMBtu.

Tableau 4.8 : Le seuil de rentabilité des gisements de gaz de schiste en Chine

Gisement	***Le seuil de rentabilité ($/MMBtu)***
Sichuan/ Jianghan	6,5
Ordos	5,75
Tarim/Junggar/Tuja	7,25
Songliao	6

Source : Medlock III, 2011b

Tableau 4. 9 : Comparaison des coûts de production du gaz naturel à la tête de puits entre les États-Unis, l'Europe et la Chine ($/MMBtu).

	Gaz conventionnel	***Gaz de schiste***	***Gaz de houille***
États-Unis	3-7	3-7	3-7
Europe	5-9	5-10	5-9
Chine	4-8	4-8	3-8

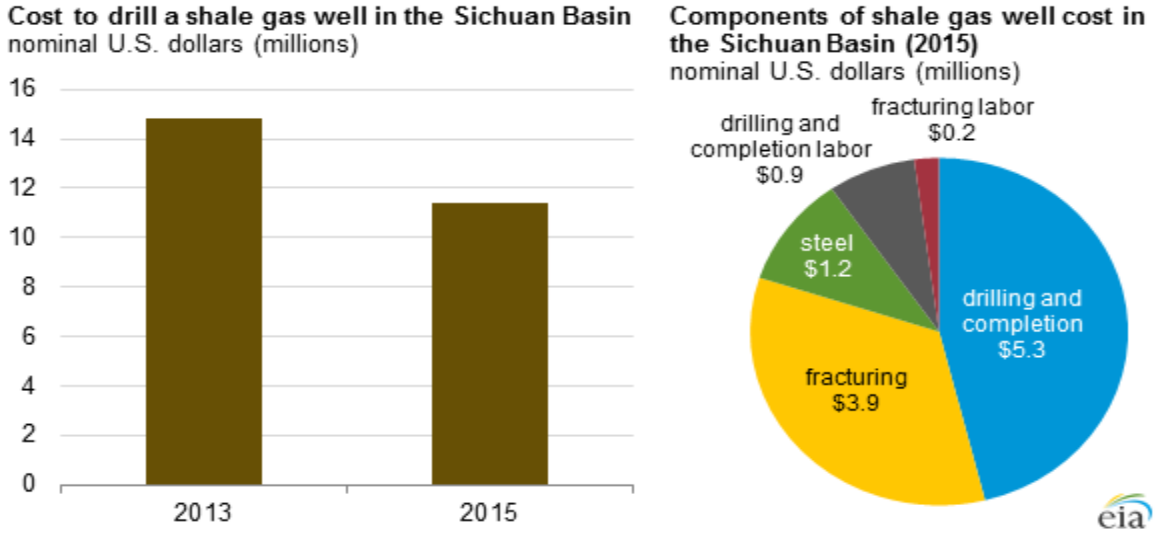
Source : IEA, 2012a

Avec des estimations du coût de production du gaz de schiste comprises entre 6 et 8$/MMBtu, ces coûts seraient inférieurs aux prix des importations de GNL des futurs contrats (14-15$/MMBtu pour un prix du baril de 100$). C'est-à-dire que les producteurs de gaz de schiste en Chine auraient des profits en fonction des estimations de coûts ci-dessus. Cependant avec un prix du baril à moins de 50$, les prix importations des contrats traditionnels de GNL (indexé sur les prix du pétrole) sont beaucoup moins chers par rapport au prix importé de GNL qui a été précédemment estimé. Selon le Petroleum Intelligence Weekly en March 2016, avec un prix du baril à 35$, le prix pour un contrat de GNL traditionnel en Asie est de 5,4$/MMBtu. Donc le gaz de schiste n'a pas une rentabilité immédiate.

En pratique, les coûts réels de production des gaz de schiste chinois sont plus élevés que les estimations. Ainsi, selon un rapport de Crédit Suisse du 19 mai 2014, le coût est actuellement estimé à près de 14 $/MMBtu (Cornot-Gandolphe, 2014b). En réalité, le coût du gaz de schiste en Chine est au moins le double de celui des États-Unis. Selon le rapport de Sinopec, dans le bloc Fuling du bassin de Sichuan en 2014, le coût à la tête de puits actuel est de 11,20 $/MMBtu comparé à un coût de moins 3,4$/MMBtu aux États-Unis (Bloomberg New Energy, 2014). Donc, on peut estimer que les coûts production de gaz de schiste en Chine sont au moins de 10$/MMBtu.

Alors que les entreprises chinoises ont commencé à acquérir de l'expérience dans la production de gaz de schiste, le coût du forage a diminué. Selon l'EIA, le coût du forage de gaz de schiste en Chine a diminué fortement dans les dernières années. Par rapport au niveau de 2013, en 2015 le coût de forage en Chine a diminué de 23%. En 2015, le coût du forage d'un puits horizontal dans les formations de schiste du bassin du Sichuan se situait entre 11,3 et 12,9 millions de dollars (EIA, 2016b). La figure 4.13 présente le changement de coûts du forage et la structure de coût du forage dans le bassin du Sichuan en Chine.

Figure 4. 13 : Le changement du coût de forage d'un puits de gaz de schiste.



Source : EIA, 2016

Alors que le gaz de schiste doit concurrencer le gaz conventionnel domestique et le gaz importé, la diminution du coût de forage des puits est un facteur important pour réduire son coût de production. La diminution des coûts de forage et l'augmentation de l'expérience dans le développement du gaz de schiste dans les années récente ont conforté les efforts d'investissement du gouvernement dans ce domaine. Cependant, réduire le coût d'extraction restera un défi pour l'expansion du gaz de schiste en Chine.

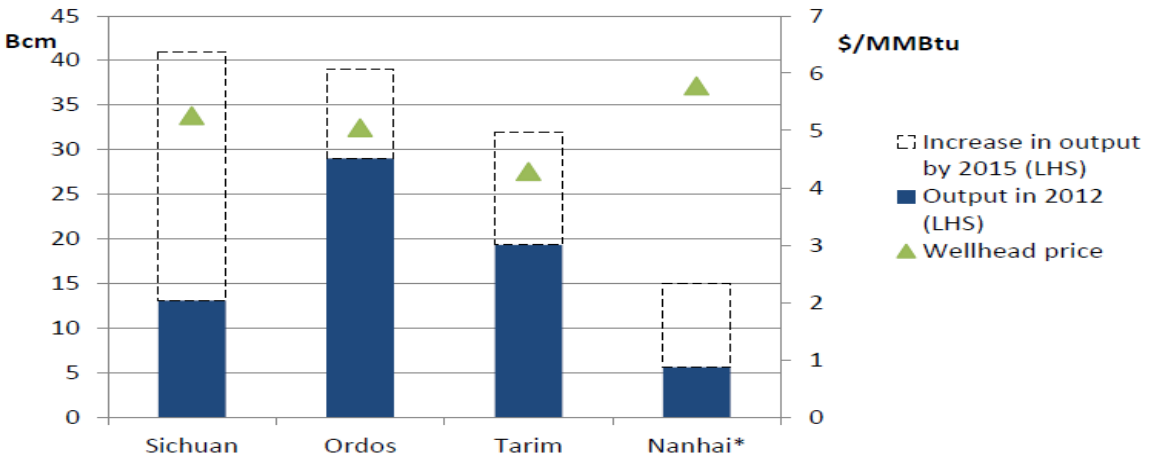
4.3.3.2. Comparaison le coût production gaz de schiste avec le prix importé et le prix domestique.

- ***Comparaison le coût de production entre gaz conventionnel et gaz de schiste en Chine.***

Dans son plan de développement, le gouvernement chinois a déterminé une augmentation substantielle de la production dans les principaux bassins producteurs de gaz, y compris pour le gaz de schiste. Cependant, les prix du gaz de schiste sont négociés librement entre producteurs et acheteurs. Par ailleurs, le gaz de schiste est subventionné à hauteur de 0,4RMB/m^3. Le coût de production domestique affectera non seulement la réforme du prix du gaz intérieur, il affectera aussi le développement des importations de gaz et le développement du gaz de schiste. Bien que la nouvelle réforme du prix du gaz en Chine n'aborde pas le prix du gaz de schiste, une augmentation du prix à la tête de puits va inciter à l'investissement en amont du secteur du gaz, y compris le gaz de schiste. Par ailleurs, dans le processus de développement, le gaz de schiste doit concurrencer d'autres ressources de gaz, y compris le gaz conventionnel domestique.

Le gaz conventionnel en Chine est principalement exploité dans les bassins on-shore comme Sichuan, Ordos, Tarim et en off-shore à Nanhai. Les prix moyens du gaz à la tête de puits dans ces bassins sont présentés dans la figure 4.14. Selon les chiffres dans cette figure, le coût de production du gaz conventionnel en Chine varie de 4,5 $/MMBtu à 6$/MMBtu. Par rapport au coût de production du gaz de schiste dans la partie au-dessus, le coût d'extraction du gaz de schiste est plus élevé que celui du gaz conventionnel bien qu'il soit subventionné par le gouvernement. Par conséquent, le gaz de schiste est moins compétitif que le gaz conventionnel domestique. Pour le développement du gaz de schiste, les producteurs doivent trouver des méthodes pour réduire le coût de production, sinon on aura besoin d'une nouvelle hausse des tarifs ou d'une subvention appropriée.

Figure 4.14: Production et prix à la tête de puits dans les principaux bassins de gaz en Chine.



Source : NDRC ; CNPC ; Chen, 2014

- ***Comparaison le coût production de gaz de schiste avec le prix du gaz domestique***

Le prix du gaz est un facteur important qui influence la décision des investisseurs dans l'industrie du gaz, en particulier dans le domaine amont. Dans le secteur du gaz de schiste, les premiers investissements sont très lourds, et donc la rentabilité est incertaine. L'échelle et le processus de développement en Chine sont directement affectés par le facteur du prix du gaz (Wang et al., 2014). En général, on considère que les prix moyens du gaz à la tête de puits liés aux rentrées nettes au niveau du prix city-gate, atteignent 7$/MMBtu ; donc les investisseurs auront besoin de prix du gaz raisonnablement élevés (Hellenic, n.d.).

Bien que le prix du gaz en Chine ait changé et augmenté grâce à la nouvelle réforme du prix dans les années récentes, les prix à la tête du puits du gaz de schiste sont toujours administrés par la NDRC mais simplement comme des prix indicatifs. Les producteurs de gaz de schiste peuvent négocier librement avec les acheteurs pour un prix fluctuant de +/-10% par rapport aux prix indicatifs (Cornot-Gandolphe, 2014b). En plus, les gaz de schiste sont subventionnés à hauteur de 0,4 RMB/m^3. Mais par rapport à d'autres sources de gaz conventionnel domestique, le seuil de rentabilité du gaz de schiste est encore plus élevé.

Figure 4. 15 : Comparaison des coûts des différentes sources de production.

Source : Cornot-Gandolphe, 2014b

La figure 4.15 ci-dessus présente l'évaluation du seuil de rentabilité du gaz de schiste et d'autres sources de gaz conventionnel en Chine avec le prix city-gate à Shanghai. La figure 4.15 montre qu'aux prix fixés pour les volumes additionnels, la production de gaz conventionnel dégage une marge importante. Les gaz de schiste ne sont bénéficiaires que s'ils sont utilisés sur place ou si les opérateurs réalisent les réductions de coût attendues.

- ***Comparaison avec le prix du gaz d'importation.***

Maintenant, la Chine doit s'appuyer sur le gaz importé pour faire face à sa demande domestique. Les principales sources du gaz importé en Chine viennent du Turkménistan par gazoduc et du GNL. À ce jour, la Chine a signé beaucoup d'accords et de contrats avec des pays exportateurs de gaz par pipeline comme le Turkménistan, le Myanmar, l'Ouzbékistan, le Kazakhstan et en particulier avec la Russie pour augmenter la capacité de gaz importé dans l'avenir. La plupart des accords et des contrats d'importation par gazoduc sont indexés sur le pétrole brut ou les produits du pétrole et normalement sont des contrats à long terme.

Une autre ressource importée qui a augmenté rapidement dans les dernières années est le GNL. La Chine s'approvisionne majoritairement en GNL à partir de contrats à long terme, mais également sur le marché spot (Cornot-Gandolphe, 2014b). Dans l'avenir, les importations de GNL représenteront un potentiel important d'accroissement. Le gouvernement chinois a un plan pour étendre la capacité d'importation de GNL. Il y a beaucoup de terminaux de regazéification en construction en Chine, et les entreprises chinoises ont participé dans une période récente à des projets de GNL à l'étranger, accompagnant ainsi des contrats pour l'importation de GNL.

- **Avant la chute du prix du pétrole**

Comme nous l'indiquions plus haut, la Chine paye un prix similaire à celui des autres importateurs de GNL du bassin Pacifique tels que le Japon. Des estimations de prix d'importation de GNL en Chine avaient été établies. Ainsi en 2009, Miyamoto et Ishiguro ont estimé le prix importé du GNL à partir d'une indexation sur le prix du pétrole dans les pays importateurs asiatiques (Miyamoto et Ishiguro, 2009). Le tableau 4.10 présente leurs résultats estimés dans le cas de la Chine.

Tableau 4. 10 : Le prix importé du GNL issu d'une indexation sur le prix du pétrole : cas de la Chine.

Prix du pétrole *($/bbl)*	**Prix du GNL *($/MMBtu)***
20	4,8
30	5,6
40	6,5
50	7,3
60	8,1
70	8,9
80	9,8
90	10,6

Source : Miyamoto et Ishiguro, 2009

En 2012, J. Henderson a estimé le coût de livraison du GNL des États-Unis vers d'autres marchés en faisant l'hypothèse que les États-Unis choisiraient d'exporter le GNL vers d'autres marchés tels que l'Europe et l'Asie; en s'appuyant sur les éléments à ce

moment-là comme le prix du gaz sur le Henry Hub, le coût de liquéfaction, le coût de transport, le coût de regazéification;. Les prix spot, les prix des contrats de long terme en Europe et en Asie et le prix sur Henry Hub étaient alors très différents. Selon l'estimation de Henderson, au regard du différentiel de prix, les exportations devraient être dirigées essentiellement vers le marché asiatique. Cela dépend de l'évolution du prix sur le Henry Hub par rapport aux prix spots et aux prix des contrats de long terme (voir le tableau 4.11) et de l'évolution des prix du pétrole. En effet, les anticipations qui seraient réalisées sur l'évolution des prix du pétrole orienteraient les possibilités d'investir dans les terminaux d'exportations aux États-Unis (Henderson, 2012). Le tableau 4.11 indique les résultats estimés du coût total de GNL dans le cas où les États-Unis exporteraient le GNL vers l'Asie.

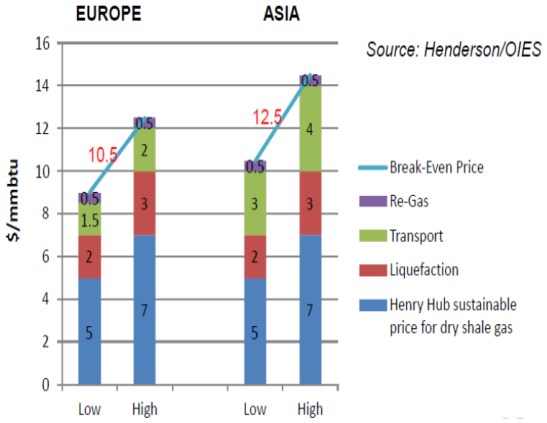
Tableau 4. 11 : Le coût de livraison du GNL nord-américain en Asie *($/MMBtu*).

Prix sur le HH	2	3	4	5	6	7	8	9
Coût de liquéfaction	3	3	3	3	3	3	3	3
Coût de transport vers Asie	3	3	3	3	3	3	3	3
Coût de regazéification	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Coût total vers l'Asie	8,4	9,4	10,4	11,4	12,4	13,4	14,4	15,4

Source : Henderson, 2012

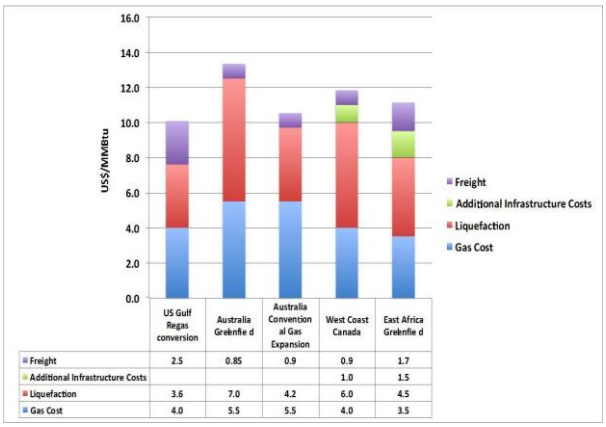
Après Henderson, en 2014, Roger et Stern ont établi leurs estimations de prix d'importation du GLN dans le cas où les États-Unis exporteraient vers les pays de la zone Asie - Pacifique. Bien que les exportations de GNL des États-Unis offrent de grands espoirs pour les importateurs de GNL d'Asie en matière d'offre et de diversité des prix, elles soulèvent également des risques liés aux prix sur le Henry Hub. La figure 4.16 montre une illustration des coûts de livraison de GNL des États-Unis au Japon. Des prix Henry Hub de 5-7$/MBTU produisent une fourchette de coûts de 10 à 14 $/MMBtu livrés au Japon. De même, dans une publication en 2015, Roger a analysé et comparé les coûts de livraison du GNL au Japon en se basant sur des estimations de coûts en 2014 avec beaucoup de sources d'approvisionnement différentes tels que les États-Unis, l'Australie, le Canada et l'Afrique de l'Est. Les résultats d'étude ont montré que le prix du GNL importé dans les pays de la zone Asie-Pacifique varie de 10$/MMBtu à 13,5$/MMBtu selon les sources d'exportation. Dans cette étude, le seuil de rentabilité nécessaire pour le GNL américain au Japon est environ de 10$/MMBtu (voir la figure 4.17).

Figure 4. 16 : Prix de livraison des exportations US en Europe et en Asie.



Sources : Stern et Rogers 2014, d'après Henderson 2012

Figure 4. 17 : Comparaison des coûts de livraison au Japon.

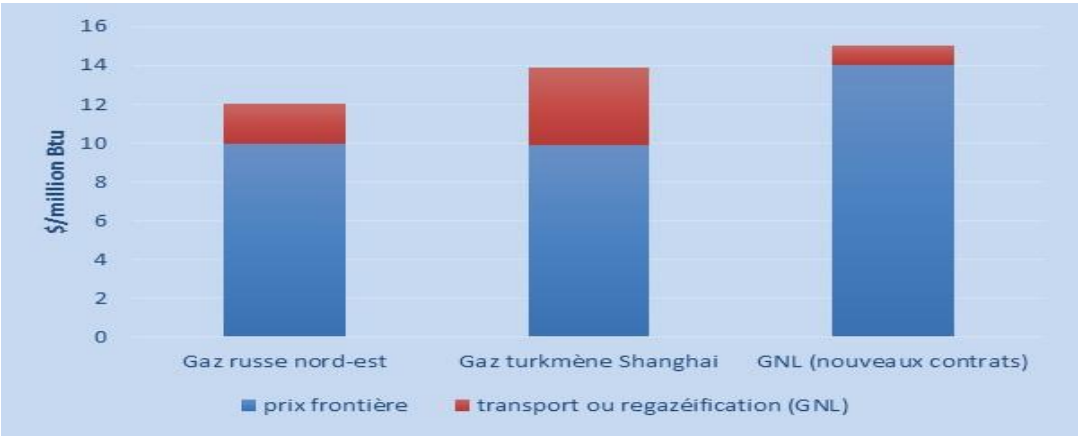


	US Gulf Regas conversion	Australia Greenfie d	Australia Conventional Gas Expansion	West Coast Canada	East Africa Greenfie d
Freight	2.5	0.85	0.9	0.9	1.7
Additional Infrastructure Costs				1.0	1.5
Liquefaction	3.6	7.0	4.2	6.0	4.5
Gas Cost	4.0	5.5	5.5	4.0	3.5

Source: Rogers, 2015

Ainsi, selon les estimations de Henderson, puis de Rogers, avant le choc du prix de pétrole à la fin de 2014, au début de 2015, le prix d'importation du GNL américain en Chine est environ de 10$/MMBtu. Alors que, selon les analyses de Sylvie Cornot-Gandolphe en 2014, le prix estimé du GNL américain est largement inférieur au prix des nouveaux contrats GNL de la Chine, de 14 à 15$/MMBtu (prix CIF au port Shanghai). De plus, le prix de 10$/MMBtu est similaire à celui du gaz turkmène à la frontière (9,90 $/MMBtu en moyenne en 2013) (voir la figure 4.18 au-dessous). Donc, dans cette situation, les exportations de GNL des États-Unis vers l'Asie ou la Chine sont susceptibles de concurrencer d'autres sources d'importations de gaz. Même si l'Asie n'importait pas directement de GNL américain, elle profiterait de l'effet de la révolution du gaz de schiste aux Etats –Unis qui devrait conduire à une baisse des prix du GNL de la zone Pacifique, renforcée par l'arrivée massive de nouvelles sources de GNL, en particulier d'Australie et du Qatar.

Figure 4. 18 : Comparaison du prix rendu du gaz russe, turkmène et du GNL importé en Chine.



Source : Cornot-Gandolphe, 2014b

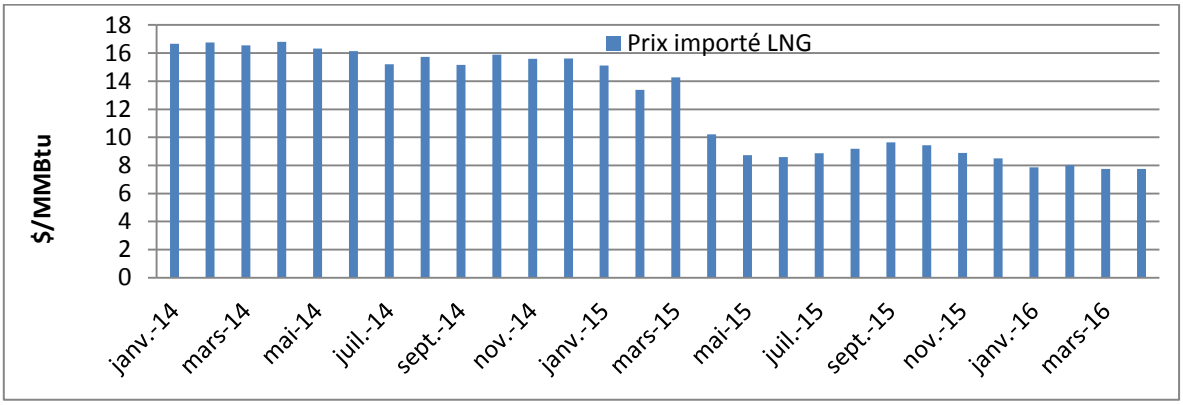
Avec le coût de production du gaz de schiste en Chine estimé à 10$/MMBtu que nous avons analysé auparavant par rapport à la fourchette de prix d'importation de 10 à 14$/MMBtu, la Chine peut disposer d'un potentiel pour développer ses ressources. De même selon le jugement de Sylvie Cornot-Gandolphe, les changements de l'offre à envisager sur le marché chinois portent non seulement sur le boom des gaz de schiste aux États-Unis, sur leur progression en Chine, mais aussi sur le développement des projets d'autres gaz comme le gaz d'huile, la conversion du charbon en gaz, et le gaz synthétique avec un seuil de rentabilité inférieur à 10 $/MMBtu (Cornot-Gandolphe, 2014).

- **Depuis la baisse des prix du pétrole**

Or, les prix du gaz naturel dans le monde en général, en Asie en particulier, ont changé rapidement à la fin 2014 et au début 2015. Ceci a eu des impacts énormes sur le marché du gaz mondial, bouleversant beaucoup d'estimations sur les prix du gaz, influençant la possibilité d'exportation du GNL des États-Unis, mais aussi le potentiel de développement du gaz de schiste dans le monde, en particulier en Chine.

En Asie, en Chine en particulier, le prix du gaz importé a connu des changements significatifs par rapport aux estimations antérieures en raison de nombreux facteurs tels que i/ l'augmentation rapide des quantités ; ii/ le développement du marché spot ; iii/ la modification des mécanismes de formation des prix, tant en Europe qu'en Asie, iv/ l'accélération de l'abandon de l'indexation des contrats sur le prix du pétrole (Choi et Robertson, 2013), v/ mais aussi la chute récent du prix du pétrole. La figure 4.19 ci-dessous illustre la chute du prix d'importation du GNL au Japon dans les périodes récentes. La chute entraîne également la chute du prix d'importation du GNL en Chine. À présent, le prix d'importation du GNL en Chine est quasiment celui du Japon. Selon les données de Platts dans l'International Gas Report, le prix moyen pondéré d'achat du GNL en Chine en Février a été de 7,03$/MMBtu (Platts, 2016).

Figure 4. 19 : Le prix d'importation du GNL au Japon.



Source : Ycharts, 2017

Les impacts du choc de la chute du prix du pétrole ont entraîné la réduction rapide du prix d'importation du GNL dans la région Asie-Pacifique. Dans une publication de Juin 2015, en se basant sur la courbe future de prix du gaz à Henry Hub, Roger a évalué que le prix d'importation du GNL dans le marché asiatique pourrait varier dans une fourchette de 9 -11,5 $/MMBtu d'ici à 2027 au terminal de regazéification, (Rogers, 2015). Ce prix a diminué beaucoup par rapport aux estimations précédentes. En fait, les coûts d'exportation du GNL des États-Unis vers l'Asie sont plus bas à cause de la baisse des prix du pétrole, y compris le prix des contrats et le prix spot. Selon le PIW en Janvier 2016, le prix d'importation estimé du GNL américain en Asie serait de 8,9$/MMBtu, en se basant sur le prix à Henry Hub de 2,5$/MMBtu. Dans le même temps, le prix du GNL dans des contrats à long terme basés sur le prix du pétrole à 40$/baril a été de 6,1$/MMBtu (PIW,1- 2016). En Février 2016, le prix estimé du GNL américain pour les importateurs asiatiques serait proche de 8,4$/MMBtu (en supposant le prix à Henry Hub de 2$/MMBtu) par rapport aux prix de 5,4$/MMBtu dans les contrats à long terme et basés sur le prix de 35$/baril (PIW, 2- 2016). Donc, avec le prix du gaz (y compris le prix spot et le prix du gaz dans les contrats à long terme) très faible en Asie, les exportations de GNL des États-Unis vers l'Asie ne sont pas compétitives avec d'autres sources d'importations.

La chute du prix d'importation du gaz naturel (et du GNL en particulier) dans le monde dans les dernières années devrait influencer le développement du gaz de schiste en Chine. En plus, la plupart des coûts qui composent le prix d'importation du GNL tels que le coût de transport, le coût de liquéfaction, sont en baisse marquée dans le monde, en particulier les tarifs du transport maritime. Au cours des quatre dernières années, le coût de transport du GNL a diminué fortement. En 2012, le coût pour louer un navire de GNL avec une capacité de 150 000 m^3 était de 140 000$/jour. Ce coût a diminué rapidement à 50 000$/jour en 2014 et voire 30 000$/jour. Le tableau 4.12 au-dessous montre le changement rapide des coûts de transport du GNL livré en Chine du Sud ou à Taiwan. En observant les chiffres dans le tableau, nous voyons que le coût du fret vers la Chine en 2016 a diminué de 5 ou 6 fois par rapport à celui de 2013. Par conséquent, de la même manière, les coûts du gaz importé en Chine se réduisent rapidement.

Tableau 4. 12 : Les coûts du fret vers la Chine du sud/ Taiwan *($/MMBtu*).

	12/2013	6/2014	12/2014	6/2015	12/2015	4/2016
Middle East	1,92	1,38	1,18	0,80	0,70	0,36
Australie	1,27	0,90	0,80	0,56	0,51	0,21
Trinidad	4,34	3,20	2,94	1,96	1,88	1,22
Nigeria	3,08	2,22	1,98	1,30	1,19	0,72
Algérie	3,20	2,37	2,13	1,49	1,37	0,92
Belgique	3,55	2,62	2,36	1,62	1,50	1,02
Pérou	3,29	2,35	2,19	1,43	1,36	0,66
Russie	1,01	0,70	0,60	0,42	0,38	0,16

Source: des presses International Gas Repport de 2013 à 2016

En plus, le coût d'exportation du GNL des États-Unis vers l'Asie, en particulier les pays d'Asie du Nord comme la Chine, peut diminuer fortement en raison de l'expansion du canal de Panama. Cette expansion a des implications importantes pour le commerce du GNL. Elle permet réduire le temps et les frais de transport de la côte du Golfe des États-Unis aux marchés de l'Asie du Nord tels que le Japon, la Corée du Sud, Taiwan et la Chine. Par exemple, selon le calcul de l'EIA, une expédition de GNL de la côte du Golfe des États-Unis au Japon à travers le canal de Panama prend seulement 20 jours au lieu de plus de 30 jours pour des voyages passant à la pointe sud de l'Afrique ou par le canal de Suez. De plus, la diminution de coût du voyage est estimée de 0,20$/MMBtu à 0,80$/MMBtu (EIA, 2016c).

Si nous faisons l'hypothèse que le coût de liquéfaction et le coût de regazéification ne changent pas, avec le prix à Henry Hub vers 2-3 $/MMBtu et le coût de transport maritime inférieur de 0,20$ à 0,80$/MMBtu par rapport au moment où Henderson et Roger estimaient le prix du GNL américain exporté en Asie-Pacifique, nous calculons que le prix importé du GNL américain en Chine est compris entre 7,6$/MMBtu et 9,2$/MMBtu. En pratique, les exportateurs cherchent toujours les façons de diminuer le coût et d'augmenter le bénéfice. Ils mettent à profit les autres baisses de coût. De ce fait, nous considérons que le coût d'exportation du GNL américain en Chine est d'environ 7$ à 9$/MMBtu.

Par conséquent, avec le prix d'importation du gaz naturel qui a beaucoup diminué depuis le choc pétrolier, le développement du gaz de schiste en Chine est devenu très contraint. L'exploitation du gaz de schiste en Chine, avec un coût estimé à 10$/MMBtu, ne semble pas pouvoir concurrencer les gaz importés, voire le GNL importé des États-Unis. Malgré tout, le gouvernement chinois entend développer le gaz de schiste et il prolonge la subvention au gaz de schiste. Certes, les entreprises chinoises ont fait des progrès pour réduire son coût d'exploitation mais l'attraction du gaz de schiste pour les investissements a diminué notablement. Par conséquent, le développement du gaz de schiste en Chine va ralentir au moins à court et moyen terme.

4.3.4. Le potentiel de concurrence entre le gaz de schiste et le charbon en Chine : L'exemple révélateur du secteur de l'électricité.

Le charbon demeure la principale et seule source d'énergie conventionnelle abondante en Chine. Il représente plus de 90 % des ressources récupérables en énergie du pays. Il est par ailleurs disponible à un prix bas. Historiquement, le marché du charbon en Chine utilise un double système de prix, comprenant le prix règlementé et le prix du marché. Le prix du charbon vendu au secteur de l'électricité a été réglementé par le gouvernement central et était de beaucoup inférieur au prix du charbon sur le marché. En décembre 2012, afin de libéraliser

le marché du charbon et de supprimer le contrôle du prix du charbon dans le secteur de l'électricité, le Conseil d'état chinois a mis fin au double système de prix et a procédé à la réforme du marché du charbon. Depuis cette réforme, l'orientation des prix intérieurs a été laissée aux forces du marché, mais ils restent fortement influencés par les politiques du gouvernement sur l'offre et la demande (Cornot-Gandolphe, 2014).

Le secteur de la production d'électricité est le plus grand utilisateur de charbon, et représente la moitié de la consommation totale du charbon en Chine (vers 53% en 2013), et le secteur suivant est l'industrie qui représente plus de 40%. La croissance de la demande d'électricité en Chine a été impressionnante ; elle a quadruplé depuis 2000, passant de 1 350 TWh à 5 353 TWh en 2013 (National Bureau of Statistics of China, 2014). En dépit des efforts afin de diversifier la production d'électricité, le charbon domine encore la capacité installée, soit 63% de la capacité installée totale et 74% de la production d'électricité en 2013. D'autres ressources d'énergie comme le gaz naturel, le nucléaire et les énergies renouvelables représentent une part infime de la production d'électricité (Cornot-Gandolphe, 2014).

Encore majoritairement basée sur la consommation du charbon, la production d'électricité en Chine est l'une des plus grandes sources d'émissions mondiales de CO2 (Li, 2015). Elle représente aujourd'hui plus d'un quart des émissions mondiales de CO2 et la moitié de la croissance des émissions annuelles (Li et al., 2015). De plus, en raison de la croissance économique et de l'urbanisation très rapide, le problème de la pollution de l'environnement et de l'air est devenu une question brûlante et urgente. En 2013, la pollution grave de l'air a couvert un sixième du territoire de la Chine et a affecté plus de 600 millions d'habitants dans 17 provinces, municipalités et régions autonomes dans la plupart du nord et de l'est de la Chine (Cornot-Gandolphe, 2014). L'utilisation du charbon a été considérée comme le principal coupable. Par conséquent, outre les engagements internationaux, la réduction de la pollution atmosphérique est un problème crucial en Chine. Elle est devenue si nécessaire et urgente que la Chine s'est engagée dans la transition vers une économie sobre en carbone. En particulier, la transition dans le secteur de l'électricité qui génère près de 40% des émissions nationales de CO2 (Li et al., 2015).

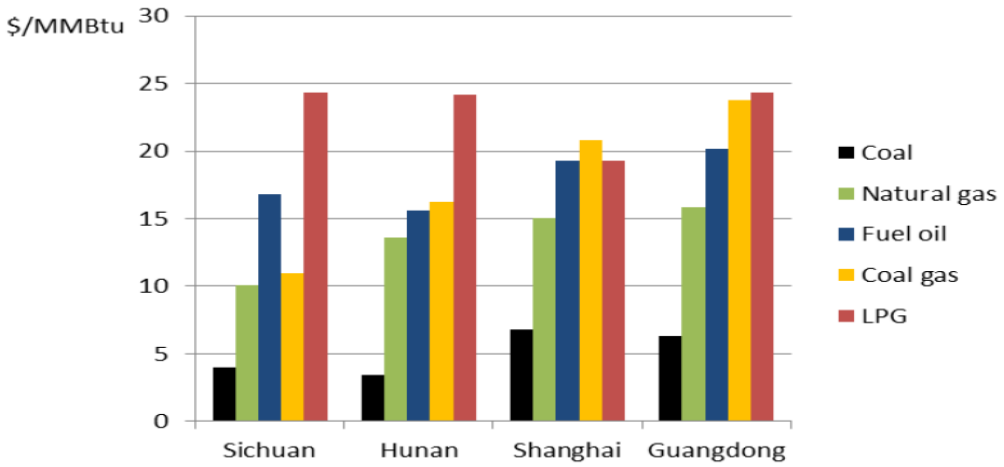
En réponse aux demandes des citoyens, le Conseil d'Etat chinois a publié un plan d'action pour la prévention et le contrôle de la pollution atmosphérique en septembre 2013. Ce plan fixe et contrôle la consommation de charbon, change la structure de l'énergie, augmente l'approvisionnement en énergies propres, remplace les consommations d'énergies traditionnelles qui ont une faible efficacité et génèrent une forte pollution. Le gouvernement fermera des usines qui ne peuvent pas répondre aux niveaux standards d'environnement et remplacera le charbon par le gaz naturel ou les énergies renouvelables dans les zones urbaines. Par exemple, le gouvernement de Pékin a décidé la fermeture de quatre centrales au charbon (capacité totale de 2,7 GW) à la fin de 2016 (Cornot-Gandolphe, 2014). D'autres

provinces ont également défini et communiqué des objectifs pour réduire la consommation de charbon.

Dans les dernières années, la prise de conscience croissante de l'environnement a encouragé la conversion du charbon au gaz en Chine, en particulier dans les régions côtières riches et peuplées. De nombreuses politiques gouvernementales régionales ont limité le développement des centrales au charbon. Avec la faible disponibilité des ressources d'énergies renouvelables, ces régions ont choisi le développement de centrales au gaz pour assurer l'approvisionnement en électricité. La plupart des centrales au gaz ont été construites en association avec les terminaux de GNL ainsi que des couloirs de transport de gaz à grande échelle comme le pipeline de l'Ouest-Est. Selon le rapport de CNPC en 2013, l'utilisation du gaz dans le secteur électrique a augmenté de 1 Gm^3 en 2000 à 30,2 Gm^3 en 2013. En 2013, la consommation des centrales au gaz représentait 18% de la consommation totale du gaz, et les elles occupaient 3,3% de la capacité totale installée en Chine. Malgré l'augmentation de la production, la capacité des centrales au gaz en Chine est encore beaucoup plus faible que dans la plupart des pays de l'OCDE.

En raison de l'approvisionnement abondant en charbon avec les prix très bas par rapport à d'autres combustibles alors que le prix du gaz est plus élevé, l'utilisation du gaz dans les usines d'électricité et de chaleur est encore très limitée en Chine par rapport aux normes internationales (Li, 2015). Nous pouvons voir les différences de prix des combustibles dans le secteur industriel en Chine dans la figure 4.20 au-dessous. Selon la figure 4.20, en 2013, les prix du charbon dans la plupart des provinces sont très faibles, alors que les prix du gaz sont supérieurs d'au moins deux fois par rapport à ceux du charbon dans toutes les provinces.

Figure 4. 20 : Les prix des carburants utilisés dans le secteur industriel en 2013.

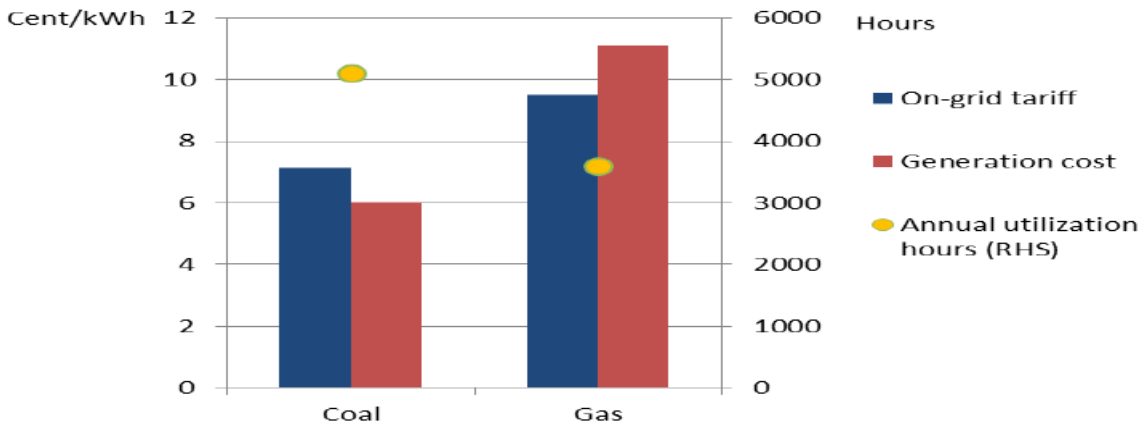


Source : CNPC ; Chen, 2014

Bien que la Chine ait réformé la fixation des prix du gaz naturel, cette réforme ne traite pas de la non-compétitivité du gaz dans le secteur électrique et ne favorise donc pas le

remplacement des centrales au charbon par des centrales au gaz. Le prix du gaz naturel semble avoir un impact important sur l'expansion des centrales au gaz, en particulier lorsqu'on considère le prix nettement inférieur du charbon par rapport au prix du gaz importé en Chine. Par ailleurs, le développement de centrales électriques au gaz est une contrainte vis-à-vis de la compétitivité des coûts du charbon et du marché de l'électricité très réglementé (Chen, 2014). Pour le secteur électrique, le prix est déterminé par les gouvernements locaux en fonction de l'approvisionnement en gaz et du prix « on-grid » - prix auquel les compagnies de distribution d'électricité achètent l'électricité aux centrales. Actuellement, le coût de fonctionnement de la plupart des centrales au gaz en Chine est nettement plus élevé que ce prix (voir la figure 4.21).

Figure 4. 21 : Comparaison des tarifs, des coûts de production et des heures d'utilisation entre centrales au charbon et au gaz en Chine, en 2013.



Source: China Electricity Council; Chen, 2014

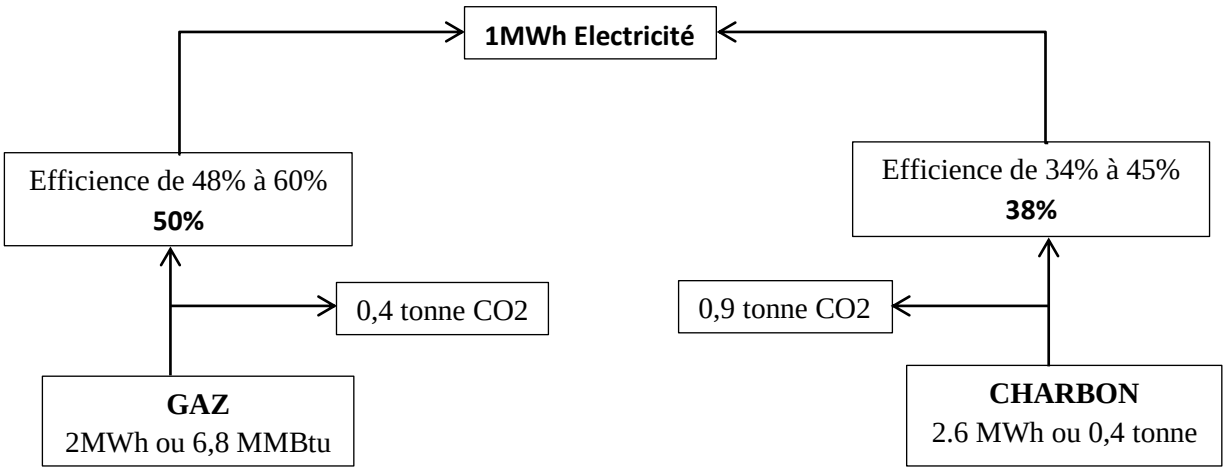
Malheureusement, le prix on-grid qui est maintenu à un niveau bas afin de contrôler l'inflation ne couvre pas les coûts. C'est un problème majeur pour les centrales au gaz. Donc il ne permet pas au gaz d'être compétitif dans le secteur électrique (Hu et al., 2013). Selon un rapport récent, le coût de production de l'électricité dans les centrales du gaz à Guangdong varie de 0,9 à 1,17 Yuan/KWh, alors que celui dans les centrales au charbon est d'environ 0,3 Yuan / KWh. Même en tenant compte du coût environnemental plus élevé de la production au charbon, la production d'électricité au gaz est encore plus chère de 0,2 à 0,3 RMB par KWh (White et Phua, 2014). Pour encourager l'utilisation du gaz dans ce secteur, on aura besoin de considérablement augmenter la subvention (Paltsev et Zhang, 2015). Par exemple, selon l'évaluation de Platts en 2014, le gouvernement de Pékin devrait augmenter sa subvention de 44 Yuan/MWh à 186 Yuan/MWh pour que les centrales électriques au gaz demeurent viables.

Le coût de production de l'électricité au gaz est plus élevé par rapport à celui issu d'une production au charbon, alors que dans le même temps le prix de l'électricité est réglementé. Par conséquent, ces conditions ne permettent pas aux entreprises chinoises de générer des

bénéfices commerciaux dans la production d'électricité au gaz sans subventions gouvernementales. Comme les gouvernements locaux choisissent le gaz, ils doivent donc subventionner les producteurs d'électricité, mais le montant de la subvention varie considérablement entre les régions. En octobre 2013, la NDRC a augmenté le prix on-grid des centrales au gaz et diminué celui des centrales au charbon mais l'écart reste toujours favorable aux centrales au charbon. Selon des experts, une réforme du prix de l'électricité sera nécessaire pour favoriser l'usage du gaz dans le secteur électrique, de manière à ce qu'il reflète le coût réel d'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité (Cornot-Gandolphe, 2014), (White et Phua, 2014).

Selon Kahrl, en dehors du facteur du prix, du coût d'investissement entre les centrales au gaz et les centrales au charbon, la compétitivité de la production d'électricité au gaz par rapport au charbon dépend du prix du carbone (Kahrl et al., 2013). L'utilisation du charbon et du gaz pour produire l'électricité génère du CO2. Les centrales au charbon émettent beaucoup de CO2 alors que le gaz est un combustible beaucoup plus propre, il émet nettement moins de CO2 que le charbon (environ 50% du CO2 émis par le charbon). Bien que le gaz soit plus écologique, le marché ne sélectionne pas les combustibles pour la production d'électricité en fonction de leur mérite environnemental, mais de leur rentabilité (Bros, 2012). Par conséquent, le prix du gaz et le prix du CO2 sont des facteurs très importants pour que le marché sélectionne le gaz. Donc, pour connaître la capacité de concurrence entre le gaz et le charbon dans le secteur de l'électricité, nous devons prendre en compte non seulement le coût des combustibles, mais aussi le prix du CO2. Nous pouvons le voir sur la figure 4.22.

Figure 4.22 : Synthèse de la production électrique au charbon et au gaz.

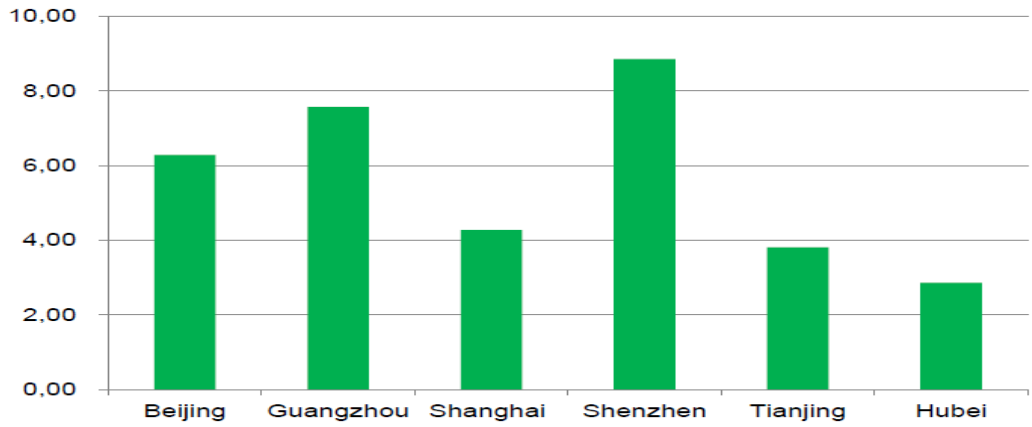


Sources : Bros, 2012

En fait, actuellement, la Chine n'a pas encore un marché complet du carbone. Elle prévoit de réformer la taxe sur les ressources de charbon, de mettre en place une taxe carbone et est en train de développer des régions pilotes pour la mise en place d'un système national

d'échanges de quotas de CO2, qui a vu le jour en 2016. Ces mesures sont susceptibles de modifier la compétitivité du charbon à l'avenir (Cornot-Gandolphe, 2014).Actuellement, le prix du CO2 en Chine est variable selon les provinces pilotes. La figure 4.23 au-dessous présente la différence de prix du CO2 en Chine en 2014.

Figure 4. 23 : Le prix du CO2 moyen en 2014 (euro/tonne CO2).



Source : Cao, 2015

Le gouvernement chinois a annoncé qu'un système national d'échange de quotas d'émission (ETS) sera mis en place au début de 2017. L'ETS de la Chine sera pleinement opérationnel et couvrira toutes les provinces et régions du pays. Néanmoins, selon des experts, le prix du carbone et la taxe carbone de la Chine vont augmenter régulièrement mais les paliers sont très incertains (De Boer et al., 2015). Selon la figure 4.24, les prix intermédiaires moyens dans l'ETS national passeraient de 39 RMB/tonne en 2017 à 70 RMB/tonne en 2025. Selon la figure 4.25, l'espérance moyenne de la taxe carbone passerait de 23 RMB/tonne en 2016 à 50 RMB/tonne en 2025.

Figure 4. 24 : Prévision du prix du carbone en Chine

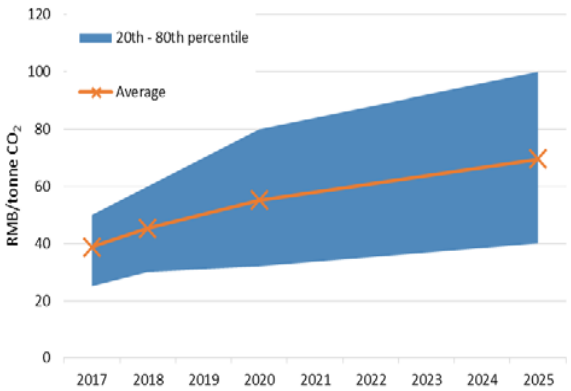
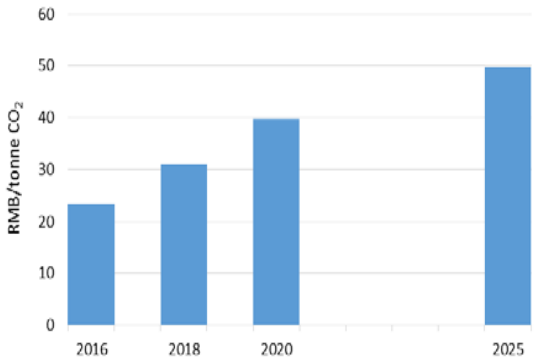


Figure 4. 25 : Prévision de la taxe carbone en Chine



Source : De Boer et al., 2015

Selon Hansen et Percebois, la sensibilité du coût de production est différent selon les facteurs suivants: les différents types d'unité de production d'énergie électrique se caractérisent par des coûts fixes et des coûts proportionnels différents selon la technologie de certains équipements qui seront très lourds en capitaux investis et donc en charges fixes, mais bon marché en termes de combustibles utilisés, alors que d'autres auront des caractéristiques inverses (Hansen et al., 2010). Il y a beaucoup de méthodes et de paramètres pour comparer l'efficacité des centrales au charbon et celles au gaz. Dans le secteur de l'électricité, le LCOE (***The levelised cost of electricity***) est un outil utile pour comparer les coûts unitaires des différentes technologies sur leur durée d'exploitation. Ces coûts sont actualisés selon l'exploitation commerciale d'un producteur d'électricité. La méthodologie du LCOE reflète les risques technologiques génériques mais ne reflète pas les risques particuliers d'un projet sur des marchés spécifiques. Le calcul du LCOE est basé sur l'équivalence de la valeur actuelle de la somme des revenus actualisés et de la valeur actuelle de la somme des coûts actualisés. Le LCOE est calculé suivant la formule dans l'encadré 4.2:

Encadré 4.2 : Formule du LCOE.

Le LCOE est calculé sur la base des coûts d'investissement, de fonctionnement et d'entretien, du carburant, des émissions de carbone, du déclassement et du démantèlement.

$$LCOE = \frac{\sum(Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) * (1+r)^{-t}}{\sum MWh * (1+r)^{-t}}$$

Où :

MWh = La quantité d'électricité produite en MWh, supposée constante ;

$(1+r)^{-t}$= Le facteur d'actualisation pour l'année t (reflétant les paiements au capital);

Capitalt = Total des coûts de construction d'immobilisations pour l'année t;

$O\&M_t$= Les coûts d'exploitation et d'entretien pour l'année t;

$Fuel_t$ = Les coûts du combustible dans l'année t;

$Carbon_t$= Les coûts du carbone dans l'année t;

D_t= Les coûts du déclassement et de la gestion des déchets dans l'année t.

Le tableau 4.13 au-dessous présente les résultats estimés de l'AIE sur l'indice du LCOE des centrales au gaz et des centrales au charbon en Chine selon les données établies en 2014. Selon les chiffres dans le tableau 4.13, avec la valorisation du prix de CO2 en Chine à 30$/tonne ; dans tous les cas de taux d'actualisation (3%, 7% et 10%), le LCOE des centrales au gaz avec la technologie CCGT est toujours plus élevé que celui des centrales au charbon. Ceci confirme que la capacité de concurrence du gaz dans les secteurs de l'électricité en Chine est faible par rapport au charbon.

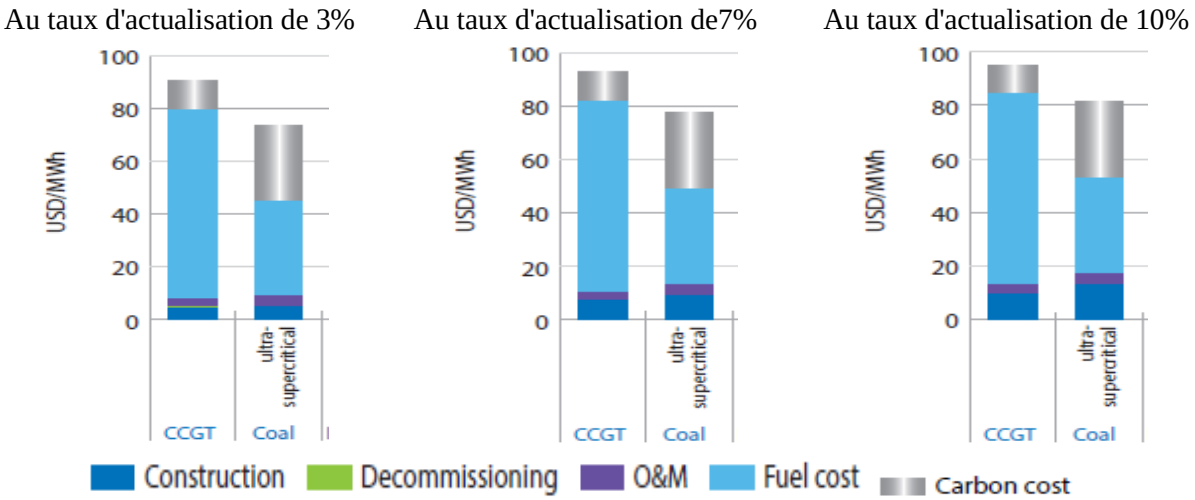
Tableau 4. 13 : Comparaison du coût moyen de production d'électricité (LCOE) avec le gaz et avec le charbon en Chine - selon les données de 2014

	Unité	Centrale au Gaz - CCGT			Centrale au Charbon		
Temps pour installer	an	2			4		
Longévité	an	30			40		
Efficacité/ Rendement	%	55			45		
Prix combustible		11,5 $/MMBtu			112 $/tonne		
Prix du CO2	$/tonne	30			30		
Coût du combustible	$/MWh	71,47			35,67		
Coût du carbone	$/MWh	11,2			28,88		
Taux d'escompte	%	3	7	10	3	7	10
Coût du capital	$/MWh	4,43	7,06	9,04	5,0	9,11	12,96
Coût d'opération et de maintenance	$/MWh	3,25	3,25	3,25	4,07	4,07	4,07
LCOE	$/MWh	90,17	92,79	95,13	73,61	77,72	81,57

Source : NEA, IEA, OECD, 2015

Dans la structure du coût de production des usines thermo-électriques au gaz et au charbon, le taux du coût de combustible dans le coût total pour une unité d'électricité (MWh) est toujours très élevé, en particulier dans les centrales au gaz. La figure 4.26 montre la structure de coût dans le LCOE du gaz et du charbon en Chine. Nous voyons que, dans tous les cas, le coût du combustible dans la centrale au gaz représente de 75% à 80% du LCOE, puisque le coût du carbone représente plus de 10% dans le coût total. Ceci indique que le prix du gaz est un facteur très important qui influence le plus fortement le coût de production électrique. Dans le cas des centrales au charbon, le prix du charbon et le prix du carbone sont les deux facteurs les plus importants. Le coût du combustible représente de 44% à 50% du LCOE des centrales au charbon, alors que le coût du carbone est compris entre 35% et 40%.

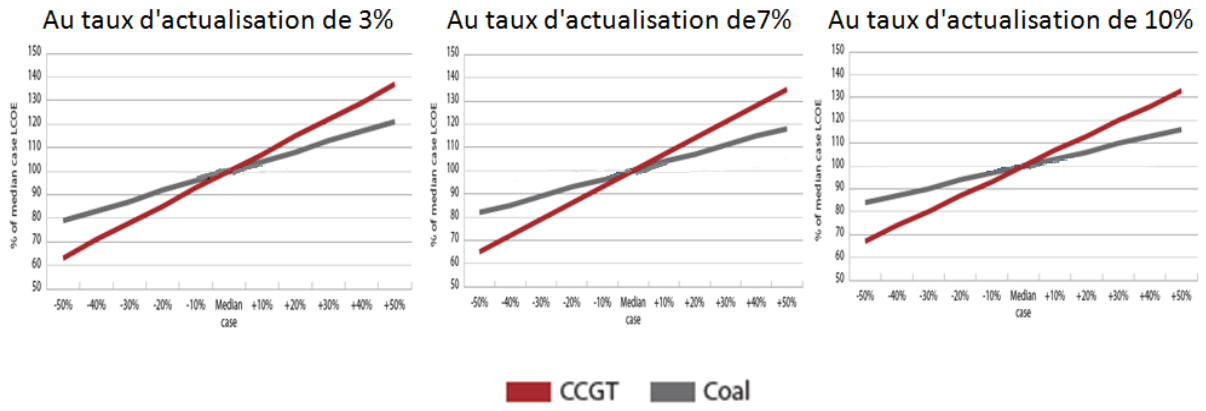
Figure 4. 26 : Structure du LCOE en Chine.



Source : NEA, IEA, OECD, 2015

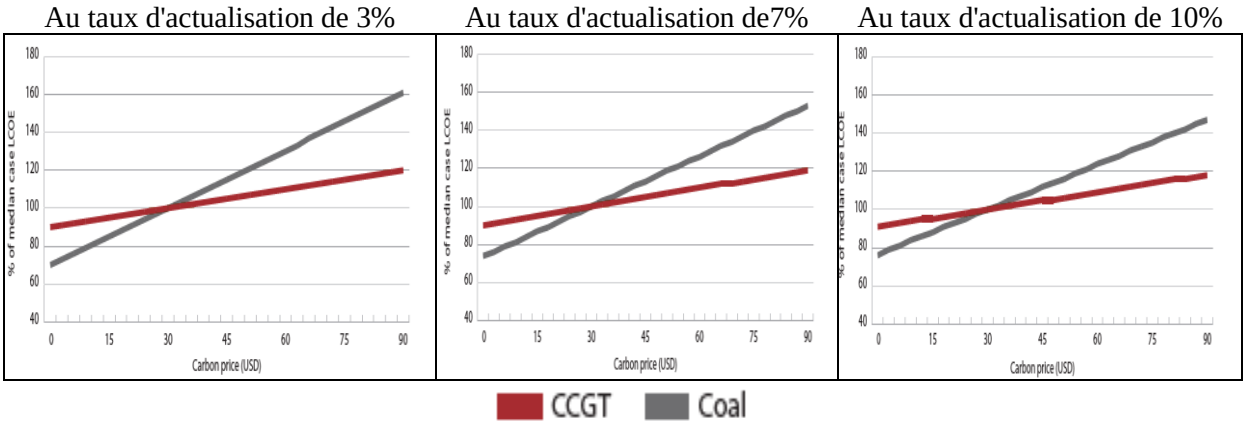
Les figures 4.27 et 4.28 présentent les résultats d'analyse de la sensibilité au coût du combustible et au coût du carbone de l'indice du LCOE dans les centrales au gaz et au charbon en Chine. La figure 4.27 indique que le LCOE du gaz est influencé plus fortement que celui du charbon. En raison d'émissions plus fortes que celles des centrales au gaz (environ deux fois supérieures), le LCOE du charbon est plus sensible au prix du carbone. La figure 4.28 confirme que le LCOE du charbon dépend plus fortement du prix du carbone que celui du gaz.

Figure 4. 27 : La sensibilité du coût de l'électricité au coût du combustible.



Source : NEA, IEA, OECD, 2015

Figure 4. 28 : La sensibilité du coût de l'électricité au coût du carbone.



Source : NEA, IEA, OECD, 2015

Nous voyons que la valeur de LCOE du gaz change beaucoup quand le prix du gaz change. Dans le cas du charbon, le LCOE dépend du prix du charbon et du prix du CO2, en particulier le prix du CO2. Donc, un prix bas pour le gaz et le prix du carbone élevé sont des facteurs importants pour aider le gaz à concurrencer le charbon dans le secteur de l'électricité. Cependant, comme nous l'avons analysé ci-dessus, le prix du gaz et le prix du CO2 en Chine maintenant sont des facteurs défavorables dans la compétition avec le charbon. En pratique, bien que le prix du gaz international et le prix du gaz en Chine aient beaucoup diminué – le prix en Chine est un peu supérieur à 7$/MMBtu, le prix du charbon en Chine est également

très faible : de 40$ à 50$/tonne. Alors que la Chine n'a pas encore complètement organisé son marché du carbone, de même le prix du CO2 s'applique seulement dans les provinces pilotes (7 provinces) et il est très faible (moins de 10$ /tonne CO2) par rapport aux données qui sont appliquées pour calculer le LCOE de l'AIE. En particulier, dans le scénario de développement du gaz de schiste en Chine, avec le coût de production du gaz de schiste estimé à environ 10 $/MMBtu, le gaz de schiste ne peut pas vraiment entrer en concurrence avec le charbon pour produire de l'électricité.

Par exemple, en terme technique, pour un calcul plus facile pour comparer et sélectionner le gaz ou le charbon on utilise le **"*Clean spark spread*"** et le **"*Clean dark spread*".** Le **«*Clean spark spread*»** représente la marge bénéficiaire d'une centrale au gaz en tenant compte des émissions de CO2 et le « ***Clean dark spread*** » se réfère à un indicateur analogue pour la production d'électricité au charbon. Normalement, les investisseurs adaptent la production pour maximiser le gain, donc si le ***Clean dark spread*** est plus élevé que le ***Clean spark spread***, la centrale au charbon sera sélectionnée (Bros, 2012). Le ***Clean spark spread*** et le ***Clean dark spread*** sont calculés ainsi :

Clean spark spread = Prix de 1MWh d'électricité – Coût du gaz pour produite 1MWh d'électricité – Coût du carbone

Clean dark spread = Prix de 1MWh d'électricité - Coût du charbon pour produite 1MWh d'électricité - Coût du carbone

En nous basant sur la figure 4.22, nous pouvons calculer le ***Clean spark spread*** et le ***Clean dark spread*** actuels et dans certains cas. En ce moment, le prix de l'électricité est contrôlé par le gouvernement chinois. Il est variable et dépend des clients. Le prix de l'électricité moyen en Chine en 2015 était de 0,11 $/MWh (Statistic, n.d.). La réforme du prix de l'électricité est en cours de test dans certaines provinces pilotes, et elle s'étendra à l'échelle nationale en 2017. Selon des estimations, le prix de l'électricité va augmenter de 10% à 30%, voire 50% (IEA, 2004) (Cui Bin, 2012.). Comme nous l'avons évoqué le prix du CO2 en Chine est très faible mais il pourrait augmenter dans l'avenir. Toutefois mêmes si le prix du CO2 augmente – les prix estimés du carbone sont compris entre 15$ et 25$/tonne, il reste cependant très faible par rapport aux pays de l'OCDE (De Boer et al., 2015)**.** Donc, nous estimons que le meilleur des cas pour les centrales au gaz est que le prix de l'électricité augmente de 50% par rapport au prix actuel, que le prix du CO2 atteigne 25 $/tonne en 2025, que le prix du gaz et le prix du charbon se maintiennent au niveau bas comme aujourd'hui. Les résultats correspondants du ***Clean spark spread*** et du ***Clean dark spread*** sont présentés dans le tableau 4.14.

Tableau 4. 14 : Le *Clean spark spread* et le *Clean dark spread* dans certains cas.

Indice	Unité	À présent		Le meilleur cas	
		Centrale au gaz	Centrale au charbon	Centrale au gaz	Centrale au charbon
Prix de l'électricité	$/MWh	110	110	165	165
Prix du carburant	$/MMBtu/ $/tonne	8	50	7	50
Prix du CO2	$/tonne	10	10	25	25
Clean spark spread / Clean dark spread		54	81	109,5	122,5

Source : Auteur

Les résultats montrent que, même dans ce cas le plus favorable, le ***clean dark spread*** est encore plus élevé que le ***clean spark spread***. Donc, pour intensifier la sélection du gaz dans le domaine de l'électricité, de même que pour encourager le développement du gaz de schiste en Chine, le gouvernement chinois doit étudier plus de solutions pour augmenter le prix de l'électricité, le prix du carbone, tout en renforçant sa subvention. Les producteurs de gaz, en particulier de gaz de schiste, doivent s'ingénier à diminuer le coût de production. De ce fait, si le gouvernement chinois ne réforme pas le prix de l'électricité, n'augmente pas la subvention en faveur du gaz de schiste, n'applique pas un prix de CO2 approprié, le gaz de schiste sera très difficile à développer.

4.4. Conclusion du chapitre.

Avec l'économie qui s'est développée rapidement dans les décennies récentes, l'Asie émerge comme une région dont l'économie est la plus dynamique au niveau mondial. Le développement économique entraine une demande d'énergie très forte. Toutefois, l'Asie est également en face de problèmes environnementaux. L'Asie est devenue la région qui émet le plus de CO2 et de gaz à effet de serre dans le monde, en particulier pour des pays comme la Chine et l'Inde. Ceci créé de fortes préoccupations au sujet des problèmes de pollution environnementale et du changement climatique non seulement en Asie mais dans le monde entier. Donc, dans les décennies prochaines, les gouvernements des pays asiatiques auront besoin de mettre en œuvre des politiques énergétiques et de l'environnement, des politiques de transition énergétique, de donner la priorité à l'utilisation d'une énergie plus propre comme l'est celle du gaz naturel.

Les succès de la révolution du gaz de schiste aux États-Unis ont généré une motivation forte dans les pays asiatiques pour développer cette ressource, en particulier pour les pays qui possèdent un grand potentiel de réserves de gaz de schiste comme la Chine. Il y a des opinions selon lesquelles tant que les énergies renouvelables comme l'éolien, le solaire seront encore peu développées et que leurs coûts seront élevés, le gaz de schiste sera l'énergie du futur et une énergie qui remplacera l'énergie fossile traditionnelle comme le charbon, le pétrole. Néanmoins, en réalité, le développement du gaz de schiste en Asie rencontre beaucoup de défis pour de multiples raisons. La première, le potentiel de réserves de gaz de

schiste en Asie est estimé comme très important, mais en fait la région asiatique manque beaucoup de recherches indépendantes sur le potentiel de gaz de schiste. Par conséquent, les données et les informations sur les formations de gaz de schiste en Asie sont peu fiables. Les estimations jusqu'à maintenant sont encore imprécises et incertaines. La seconde raison est technologique. Pour explorer et exploiter le gaz de schiste, on a besoin de combiner des technologies avancées et complexes. La plupart de ces technologies sont détenues par des entreprises du pétrole et du gaz aux États-Unis ou des IOC. Aujourd'hui, les pays asiatiques sont en train d'apprendre et de développer ces technologies. Les pays asiatiques ont besoin d'un long délai pour rechercher, développer et perfectionner des technologies qui concordent avec les conditions géologiques et d'exploitation des réservoirs de gaz de schiste dans cette zone. Les autres raisons sont la géographie, les conditions économiques, l'infrastructure gazière, en particulier des réseaux de gazoducs peu développés en Asie. Cela crée beaucoup de conditions défavorables dans le processus de développement du gaz de schiste. Le monopole des compagnies de l'Etat dans le domaine énergétique des pays asiatiques génère également des barrières pour les entreprises privées et les investisseurs étrangers souhaitant pénétrer ce domaine et le marché du gaz naturel. Finalement, les gouvernements des pays asiatiques n'ont pas encore des politiques définitivement formalisées sur le gaz de schiste. Par conséquent, le développement du gaz de schiste en Asie va faire face à beaucoup contraintes. La prévision de développement du gaz de schiste reste très difficile. L'Asie ne développera pas rapidement le gaz de schiste sauf si surviennent des rebonds technologiques et des changements forts des politiques du gaz de schiste.

Dans la région asiatique, la Chine émerge comme un pionnier dans le développement du gaz de schiste. En tant que pays qui disposerait des plus grandes ressources de gaz de schiste dans le monde, le gouvernement chinois a engagé des actions pour traduire ses ambitions dans l'exploitation de ces ressources. Ces actions ont été concrétisées dans le 12ème plan quinquennal, et certaines politiques que la Chine a édictées récemment. Le gouvernement chinois a passé un accord avec les États-Unis pour échanger les connaissances, les expériences dans le domaine du gaz de schiste. La Chine a organisé deux appels d'offres sur des blocs de gaz de schiste pour attirer des investissements. Les entreprises chinoises du pétrole et du gaz ont commencé à participer à des projets de gaz de schiste aux États-Unis pour apprendre la technologie, l'expérience dans le processus de développement du gaz de schiste. Le gouvernement a promulgué des politiques, et dégagé des fonds pour encourager la recherche et le développement de technologies nouvelles. Et l'objectif de production de gaz de schiste du gouvernement chinois est de 6,5 Gm^3 en 2015 pour atteindre 60 – 100 Gm^3 en 2020.

La possibilité de développement du gaz de schiste en Chine est sans précèdent. Sur la base d'indices favorables, des scénarios optimistes sur le développement du gaz de schiste en Chine ont été établis. Néanmoins, selon les évaluations des spécialistes, le développement du gaz de schiste en Chine rencontrera des défis formidables. D'abord, comme pour toute la

région asiatique, les données et les informations sur les réservoirs de gaz de schiste en Chine sont insuffisantes, et manquent de fiabilité. Les conditions géologiques des gisements de gaz de schiste en Chine sont très complexes, alors que la plupart des gisements sont situés de manière défavorable, la densité de population est très élevée, les ressources en eau sont rares. En plus, la technologie d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste en Chine est un processus à apprendre et en développement, l'infrastructure est encore très faible et insuffisante. D'ailleurs, le marché du gaz est sous monopole, le gouvernement contrôle le prix, les opportunités d'approche des ressources et du marché du gaz de schiste par les entreprises privées et étrangères sont très difficiles. En outre les lois et les régulations existantes ne sont pas transparentes, leur application est limitée. De plus, les réglementations concernant le développement du gaz de schiste sont insuffisantes, en particulier la réglementation de l'environnement.

Surtout, nos analyses sur le coût de production du gaz de schiste par rapport au coût du gaz conventionnel, caractérisent cette contrainte majeure du prix du gaz (autant le prix domestique et prix d'importation), qui définit aussi la capacité de la concurrence entre gaz et charbon dans le secteur électricité. Avec tous ces défis, le développement du gaz de schiste en Chine évoluera lentement. En outre, il est impossible de reproduire à l'identique les pratiques américaines. La Chine a donc besoin de temps pour recherche et évaluer sûrement le potentiel du gaz de schiste, rechercher et développer des technologies adéquates avec les conditions des réservoirs de gaz de schiste, de même élaborer et édicter des politiques appropriées. En définitive la prévision de développement du gaz de schiste en Chine est très difficile.

CHAPITRE 5 : SCÉNARIOS POUR LE GAZ EN ASIE, DANS LE DOUBLE CONTEXTE DES POLITIQUES CLIMATIQUES ET DU DÉVELOPPEMENT DES GAZ DE SCHISTE.

Introduction

L'objectif principal de ce chapitre est d'élaborer des scénarios de prospective afin d'appréhender les dynamiques du marché mondial du gaz naturel notamment en termes de prix dans les différentes régions. Un éclairage sera plus particulièrement mis sur l'Asie compte-tenu de l'importance de la région dans l'économie mondiale. Après avoir effectué une synthèse des principaux travaux de prospective disponibles et notamment ceux de l'AIE, nous tenterons à partir du modèle POLES d'élaborer trois types de scénarios à partir de trois ensembles d'hypothèses structurantes. Le premier porte sur le degré de développement des gaz de schistes particulièrement en Asie et en Europe. Les hypothèses résultent alors des analyses menées dans les chapitres 3 et 4. Le deuxième est relatif au degré plus ou moins contraignant des politiques climatiques mises en œuvre. Enfin notre troisième hypothèse est relative à une croissance rapide de la demande de gaz naturel dans la transition énergétique, en particulier en Asie. Grâce à une offre importante et des bas coûts de livraison, nous supposons alors une pénétration importante du gaz dans les bilans énergétiques indépendamment de la contrainte climatique. A partir de ces hypothèses, nous construisons et simulons trois scénarios sur le marché mondial du gaz naturel à l'horizon 2050.

Sur la base des résultats de ces scénarios, nous analyserons les dynamiques, ainsi que les principales tendances des marchés énergétiques dans le monde, en particulier celle du marché du gaz naturel asiatique, pour clarifier le rôle du gaz dans le processus de transition énergétique vers une économie bas-carbone, plus particulièrement dans la zone asiatique.

5.1. Le rôle du gaz naturel dans la prospective énergétique mondiale

Depuis son apparition jusqu'à aujourd'hui, le gaz naturel n'a cessé d'affirmer son rôle dans le système énergétique mondial. La demande de gaz naturel est de plus en plus élevée. Par nature, le gaz est toujours une source d'énergie fossile qui génère également des émissions de gaz à effet de serre. Dans le contexte actuel de lutte contre le changement climatique, la transition énergétique vers une économie bas-carbone est une priorité pour de nombreux gouvernements. À côte des énergies sans carbone telles que les énergies renouvelables ou l'énergie nucléaire, le gaz naturel, bien que fossile, présente des avantages importants par rapport au charbon et au pétrole. Quel serait donc son rôle à l'avenir ? Dans cette première sous-partie, nous présentons une investigation sur les perspectives de base du gaz dans les scénarios de l'Agence internationale de l'énergie.

5.1.1. Synthèse des perspectives énergétiques mondiales.

Pour les entreprises ou organisations internationales de l'énergie telles que BP, Exxon-Mobil, AIE, les énergies fossiles resteront dominantes dans les approvisionnements énergétiques mondiaux, car la croissance de l'économie mondiale entraîne la croissance de la demande et de la consommation d'énergie. Néanmoins, la croissance de la consommation énergétique sera plus lente à l'horizon 2040 que dans la période récente, soit environ 1,4% par an (selon BP, 2016) contre 2,3% par an entre 2000 et 2014.

Selon l'AIE, la plus grande partie des accroissements de la demande d'énergie primaire proviendra des pays hors-OCDE. Les pays d'Asie hors de l'OCDE contribueront pour environ 60% à l'augmentation de la demande. Jusqu'à 2025, la Chine contribuera à la plus grande part de la croissance mondiale de la demande d'énergie, avant d'être dépassée par l'Inde (IEA, 2014). Selon l'AIE également, la demande d'énergie mondiale en 2040 sera supérieure de 37% par rapport au niveau de 2012 dans le scénario New Policies, et ce chiffre est de 17% dans le scénario 450. Les taux correspondants de croissance annuels moyens pour la période 2012 – 2040 sont de 1,1% et 1,6% pour le scénario New Policies et scénario 450 respectivement. Le tableau 5.1 présente les principaux résultats des prévisions de l'AIE.

Tableau 5.1 : Croissance mondiale de la demande d'énergie primaire, scénarios AIE

Scénario	***Actuels***	***Scénario New Policies***			***Scénario 450***		
	1990-2012	2012-20	2020-30	2030-40	2012-20	2020-30	2030-40
Charbon	2,5%	1,0%	0,3%	0,2%	0,1%	-2,8%	-1,3%
Pétrole	1,2%	0,8%	0,4%	0,2%	0,5%	-1,0%	-2,0%
Gaz naturel	2,5%	1,4%	1,8%	1,5%	1,1%	0,9%	0,2%
Nucléaire	0,9%	3,5%	2,2%	1,5%	3,7%	4,1%	2,7%
Renouvelables	2,2%	2,8%	2,4%	2,0%	3,0%	3,9%	3,3%
Hydro	2,5%	2,7%	1,8%	1,3%	2,7%	2,7%	1,6%
Bioénergies	1,8%	1,8%	1,5%	1,1%	1,9%	2,6%	2,3%
Autres renouvelables	6,4%	10,2%	6,5%	4,7%	10,7%	9,9%	6,4%
Total	1,9%	1,4%	1,1%	0,9%	1,0%	0,3%	0,5%

Source : IEA, 2014

Avec 65% des émissions anthropiques totales de GES, le secteur énergétique est le plus grand contributeur au changement climatique (IPCC, 2014). Donc, l'établissement d'un modèle de système énergétique durable et plus respectueux de l'environnement doit être une priorité pour les décideurs politiques dans le monde entier. L'un des objectifs le plus largement cité pour contrer le changement climatique est une limitation de l'augmentation de la température moyenne d'ici 2050 à un maximum de 2°C par rapport au niveau préindustriel. La Conférence des Nations Unies sur les Changements Climatiques de 2015 à Paris (COP21)

a même fixé un objectif plus ambitieux afin de limiter la hausse de la température mondiale à moins de 2°C dans ce siècle, ce qui implique de renforcer les efforts pour limiter l'augmentation de température dans le monde à moins de 1,5°C par rapport au niveau de l'époque préindustrielle (UNFCCC, 2015).

Il est ici important de rappeler que pour une même unité de service énergétique rendue le gaz est l'énergie fossile ayant la plus faible intensité carbone. En outre, le gaz naturel est également abondant et flexible ; il est largement utilisé dans de nombreux secteurs. Le gaz naturel devrait avoir un rôle fondamental dans le processus de transition énergétique mondiale, avec en particulier un remplacement du charbon par le gaz. Donc, selon beaucoup d'estimations, la demande de gaz naturel devrait croître plus que toute autre source d'énergie fossile. Tous les scénarios énergétiques majeurs tels que les scénarios de l'AIE, du Conseil mondial de l'énergie (WEC), ou les scénarios des compagnies pétrolières comme Shell, Exxon Mobil, BP, postulent un avenir prometteur à long terme du gaz. Dans de nombreux scénarios, le gaz serait la première source d'énergie dans le monde en 2050 (IGU, 2015). Par exemple, selon l'analyse d'Exxon Mobil, 40% de la croissance de la demande énergétique mondiale dans la période de 2014 à 2040 devrait être satisfaite par le gaz naturel (Exxon Mobil, 2016). De même, selon l'AIE dans son rapport 'Golden Age of Gas', grâce à une plus grande consommation de gaz naturel, il serait possible de réaliser une réduction globale des émissions de CO2, en même temps qu'une augmentation de la part des combustibles fossiles dans le mix énergétique. La croissance du gaz naturel est soutenue d'un côté par une forte croissance de l'offre, en particulier le gaz de schiste des États-Unis, ou le gaz provenant de nouvelles régions gazières majeures comme l'Australie.

Selon l'AIE, la demande mondiale de gaz naturel devrait augmenter de 50% de 2014 à 2040, plus rapidement que les autres combustibles et plus de deux fois plus vite que le pétrole. La majorité de l'augmentation de la demande de gaz provient des économies émergentes, avec la Chine et l'Inde qui représentent ensemble environ 30% de l'augmentation et du Moyen-Orient avec plus de 20%. Selon l'AIE le gaz non-conventionnel représenterait environ 60% de la croissance de la production mondiale au cours de la période 2012-2040 (IEA, 2014). Le tableau 5.2 présente la part des combustibles fossiles et du gaz naturel dans la demande totale d'énergie primaire mondiale selon les éditions consécutives du World Energy Outlook (WEO) de 2010 à 2015.

Tableau 5.2: Estimations de la part des combustibles fossiles et du gaz naturel dans les scénarios AIE

Année	**% Combustible fossile**			***% Gaz naturel***		
	2020	***2030***	***2040***	***2020***	***2030***	***2040***
WEO 2010	78,6	75,5		21,5	22,2	
WEO 2011	79,1	76,2		21,8	22,8	
WEO 2012	79,1	76,6		21,9	23,3	
WEO 2013	79,5	77,2		21,8	23,1	
WEO 2014	79,3	76,7	74,5	21,2	22,7	24,2
WEO 2015	79,2	76,6	74,7	21,6	22,6	23,6

Source : IEA, 2010 – 2015

Surtout après la COP 21, lorsque tous les pays du monde entier se seront engagés dans un effort soutenu pour réduire au minimum le changement climatique, les énergies renouvelables et les énergies à faible intensité en carbone comme le gaz seront certainement prioritaires dans les usages pour remplacer progressivement les ressources d'énergie fossile traditionnelles qui émettent plus de CO2 telles que le charbon et le pétrole. Alors que les conditions de développement des sources d'énergie renouvelables restent encore difficiles en termes de technologie, de coûts – en particulier dans les pays en développement et les pays émergents – le rôle du gaz naturel pourrait être très important dans le processus de transition énergétique à court et moyen terme. Bien que le gaz naturel ait ses propres défis environnementaux, il reste un combustible relativement propre, du point de vue tant de l'environnement local que de l'empreinte carbone. Il est donc un combustible approprié dans la transition énergétique (IEA, 2016a). On peut donc s'attendre à un transfert significatif des sources traditionnelles vers le gaz naturel.

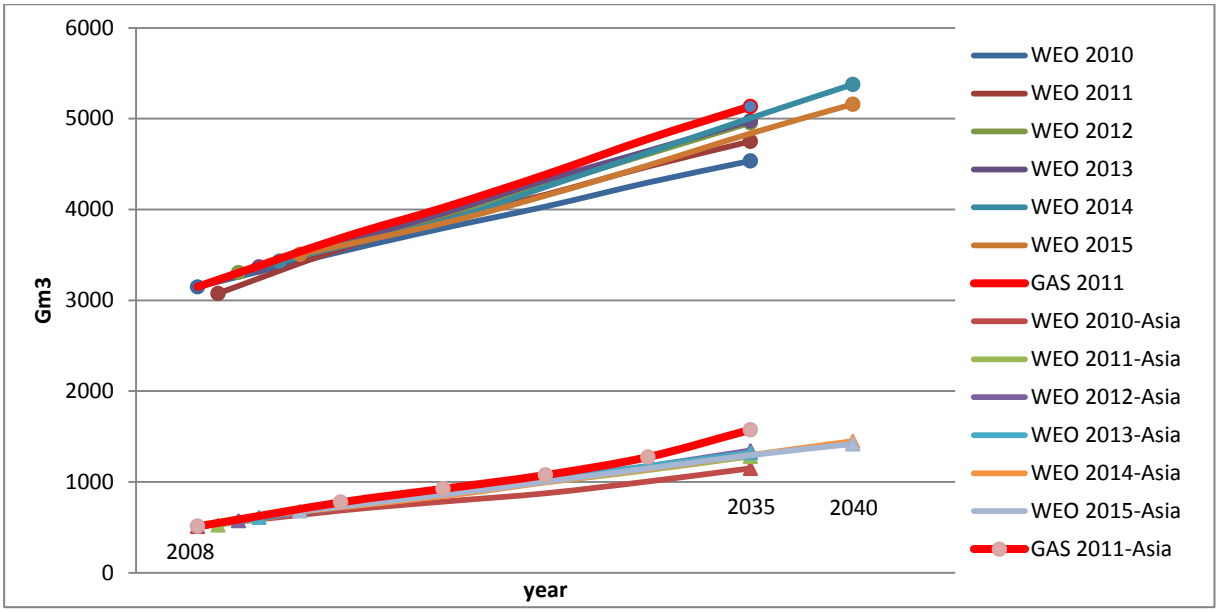
5.1.2. Les perspectives du gaz naturel dans les scénarios de l'AIE.

Chaque année, l'Agence internationale de l'énergie réajuste à travers différents scénarios ses prévisions sur les perspectives de l'énergie en général, et du gaz naturel en particulier. Dans les scénarios New Policies qui prennent en compte les nouvelles orientations des politiques énergétiques, les principales hypothèses utilisées comprennent la croissance de l'économie, les tendances démographiques, le prix du CO2, la disponibilité des technologies avancées, le prix des énergies. De plus, des hypothèses de politique climatique sont également utilisées mais à un niveau prudent. Le scénario New Policies fournit donc l'image la plus claire possible pour l'AIE du futur énergétique mondial.

Du fait des dynamiques économiques, la demande d'énergie croît fortement et cette croissance est de plus en plus déterminée par les pays hors OCDE. Selon l'AIE, 80% de la demande supplémentaire est en provenance des pays hors-OCDE (IEA, 2011b). La demande de tous les combustibles augmente, mais la part des combustibles fossiles dans la consommation mondiale d'énergie primaire diminuerait légèrement, de 81% en 2010 à 75%

en 2035 (IEA, 2011a). Parmi les combustibles fossiles, seule la demande de gaz naturel augmente dans tous les scénarios et sa part dans le mix énergétique mondial augmente également sur la période d'étude. La figure 5.1 présente les tendances de la demande de gaz naturel dans les scénarios New Policies de 2010 à 2040.

Figure 5.1 : Tendance de la demande primaire de gaz naturel dans les scénarios New Policies de l'AIE.



Source : WEO 2010 – 2015

La consommation de gaz naturel augmente dans toutes les prévisions de l'AIE, mais plus particulièrement dans les scénarios New Policies (voir la figure 5.1). L'un des principaux facteurs qui expliquent la croissance rapide du gaz naturel provient de politiques gouvernementales favorables dans les pays non membres de l'OCDE, en particulier dans les pays asiatiques comme la Chine et l'Inde. Dans ces pays, les gouvernements ont des politiques de promotion et diversification des énergies et interviennent sur le marché en vue d'une expansion de l'utilisation du gaz. Malgré l'augmentation de la demande du gaz naturel dans tous les scénarios, des incertitudes demeurent, que ce soit en termes de demande d'approvisionnement ou de prix, et les perspectives varient selon la région.

Selon les scénarios New Policies, la demande de gaz naturel augmenterait régulièrement, mais avec des dynamiques différentes selon les années et les régions. Le tableau 5.3 présente le taux de croissance de la demande d'énergie en général et du gaz en particulier dans le scénario New Policies des World Energy Outlook de 2010 à 2015. Selon les données de ce tableau, le taux de croissance annuel moyen de la demande d'énergies mondiale varie de 1% à 1,3%, alors que le taux de croissance du gaz naturel est environ de 1,4 à 1,7%, en particulier dans le scénario « Golden Age of Gas » en 2011 le taux de croissance du gaz est de 1,8% par an. Par rapport à d'autres énergies fossiles comme le charbon, le

pétrole, ce taux est beaucoup plus haut : deux ou trois fois supérieurs à celui du pétrole ou du charbon. Bien qu'il y ait beaucoup d'incertitudes quant aux perspectives du gaz naturel dans le mix énergétique mondial, celles-ci confirment le rôle central du gaz naturel en vue de la satisfaction des besoins énergétiques du monde pour au moins les deux ou trois décennies prochaines.

Dans le WEO 2015, la prévision en matière de demande mondiale d'énergie diminue par rapport aux prévisions des WEO précédents. Ceci est particulièrement vrai pour la demande d'énergie fossile y compris celle de gaz naturel, en raison des politiques liées au changement climatique. Dans le WEO 2015, le taux de croissance de la demande annuelle d'énergie mondiale est seulement de 1% et le taux de croissance du gaz naturel est à un niveau modeste par rapport aux WEO précédents, environ 1,4% par an. La consommation du gaz naturel en 2040 passerait à 5 160 Gm^3 par rapport aux 5 380 Gm^3 du scénario New Policies du WEO 2014.

Tableau 5.3 : Taux de croissance du gaz naturel dans les scénarios New Policies

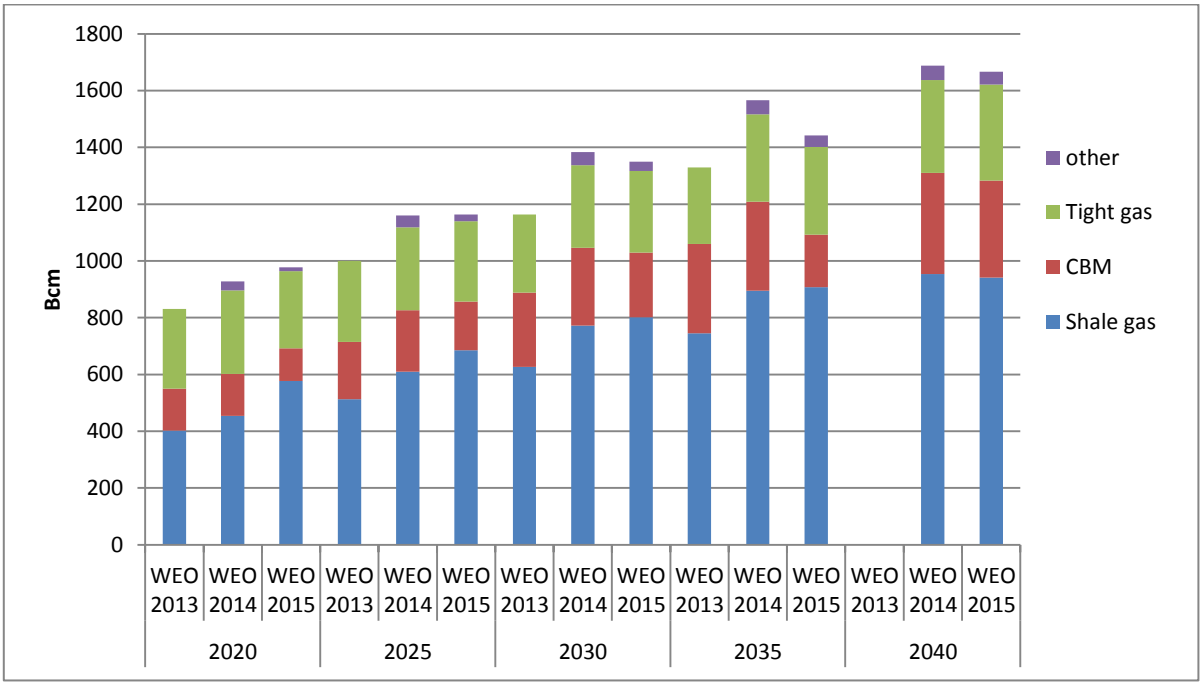
Région	***WEO 2010***	***WEO 2011***	***GAS 2011***	***WEO 2012***	***WEO 2013***	***WEO 2014***	***WEO 2015***
Total d'énergie mondial	1,20%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,0%
- Demande du pétrole	0,5%	0,6%	0,4%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%
- Demande du charbon	0,6%	0,8%	0,4%	0,8%	0,7%	0,5%	0,4%
- Demande du gaz naturel mondiale	1,4%	1,7%	1,8%	1,6%	1,6%	1,6%	1,4%
Amérique du nord	0,4%	0,6%	0,9%	0,8%	0,8%	1,0%	0,7%
Europe	0,5%	0,9%	0,7%	0,7%	0,6%	0,7%	0,1%
Asie	3,8%	4,3%	4,9%	4,2%	4,2%	3,8%	3,6%
- Chine	5,9%	6,7%	7,7%	6,6%	6,0%	5,2%	4,7%
- Inde	5,4%	4,5%	6,5%	4,2%	4,4%	4,6%	4,6%

Source : IEA-2010; IEA-2011a; IEA-2012; IEA-2013; IEA-2014; IEA-2015a

Le taux de croissance de la consommation de gaz dans les pays hors-OCDE est trois fois plus rapide que dans les pays de l'OCDE (IEA, 2012). En particulier, la région asiatique sera un levier de croissance de la demande et de la consommation future de gaz naturel dans le monde. Dans tous les scénarios New Policies, le taux de croissance de la demande du gaz naturel dans cette région hors-OCDE est très élevé, entre 3,6% et 4,3% par an contre 1-1,2% par an au niveau mondial et 0,4-1,0% en Amérique du nord ou 0,1-0,9% en Europe. En particulier, dans la région asiatique, on estime que la Chine et l'Inde auront le taux de croissance de la demande du gaz le plus élevé, avec un taux variant entre 4,2% et 6,7% dans les scénarios New Policies. En 2035, la consommation du gaz naturel dans la région asiatique représenterait 26% à 27% du total de la consommation mondiale de gaz, contre 19% en 2013.

Du côté de l'offre, avec les estimations récentes des potentiels en gaz conventionnel et non-conventionnel, les ressources mondiales de gaz seraient suffisantes pour répondre à l'augmentation prévue de la demande (IEA, 2012). La Russie resterait le plus grand producteur en 2035 et contribuerait dans la plus forte proportion à la croissance de l'offre mondiale, suivie par la Chine, le Qatar, les États-Unis, l'Australie et l'Iran (IEA, 2011a). Les ressources en gaz non-conventionnel représentent actuellement la moitié de la base des ressources de gaz naturel estimées. Elles sont de réparties plus équitablement que le gaz conventionnel et ceci a des implications pour la sécurité d'approvisionnement dans les principales régions. Les gaz non-conventionnels joueront donc un rôle important pour répondre à l'augmentation de la demande et ils pourraient représenter près de la moitié de l'augmentation de la production gazière mondiale en 2035, avec environ un cinquième du total de la production gazière totale. L'accroissement des ressources gazières non-conventionnelles proviendrait principalement de la Chine, des États-Unis et de l'Australie. En particulier la production de gaz non-conventionnel se développera rapidement après 2020 (IEA, 2012) (IEA, 2013) (IEA, 2015a).

Figure 5.2: Production de gaz non-conventionnel dans les scénarios New Policies de l'AIE



Source : IEA-2013; IEA-2014; IEA-2015a

La figure 5.2 présente les résultats estimés de la production de gaz non-conventionnel dans les scénarios New Policies. Avec des ressources de gaz non-conventionnel abondantes, en particulier pour le gaz de schiste, ces gaz vont sûrement jouer un rôle plus important dans l'approvisionnement futur. La production de gaz non-conventionnel n'est pas seulement localisée en Amérique du Nord, elle se développera aussi dans d'autres régions du monde telles que la Chine, l'Australie, les pays d'Amérique latine. Selon les scénarios New Policies,

le taux de croissance annuelle de production de gaz non-conventionnel sera environ de 3,7% ; l'augmentation du gaz non-conventionnel se concentrera sur le gaz de schiste et le gaz de charbon. En 2040, selon les scénarios New Policies des WEO 2014 et 2015, la production de gaz de schiste représenterait plus de 56% de la production totale mondiale du gaz non-conventionnel. Selon le scénario New Policies dans WEO 2015, la production de gaz non-conventionnel augmenterait d'environ 630 Gm^3 en 2013 à près de 1 700 Gm^3 en 2040 (IEA, 2015b). La part de production du gaz non-conventionnel en 2040 s'élèverait alors à 26% de la production mondiale du gaz.

Le gaz naturel est le plus propre des combustibles fossiles, mais selon l'AIE une utilisation accrue du gaz ne sera pas suffisante pour diminuer les émissions de carbone et limiter la hausse de la température moyenne mondiale à moins de 2°C (IEA, 2011d). Par ailleurs, le développement du gaz naturel, en particulier la perspective de production de gaz non-conventionnel, soulève beaucoup de questions. Comme nous l'avons présenté dans les chapitres précédents, il y a différentes raisons qui rendent incertain le futur du développement du gaz non-conventionnel en général et du gaz de schiste en particulier. Il faut considérer les informations partielles sur les caractéristiques des gisements, la question de la maîtrise des technologies, les infrastructures à renforcer ou à créer, les ressources en eau nécessaires à proximité, les coûts de production à maîtriser et surtout les préoccupations du public et des responsables politiques sur l'impact environnemental des gaz non-conventionnels. Ces facteurs pourraient devenir les principaux obstacles qui ralentiront le développement du gaz non-conventionnel dans d'autres régions que les États–Unis.

- **Le scénario « Golden Age of Gas » (GAS Scenario) de l'AIE.**

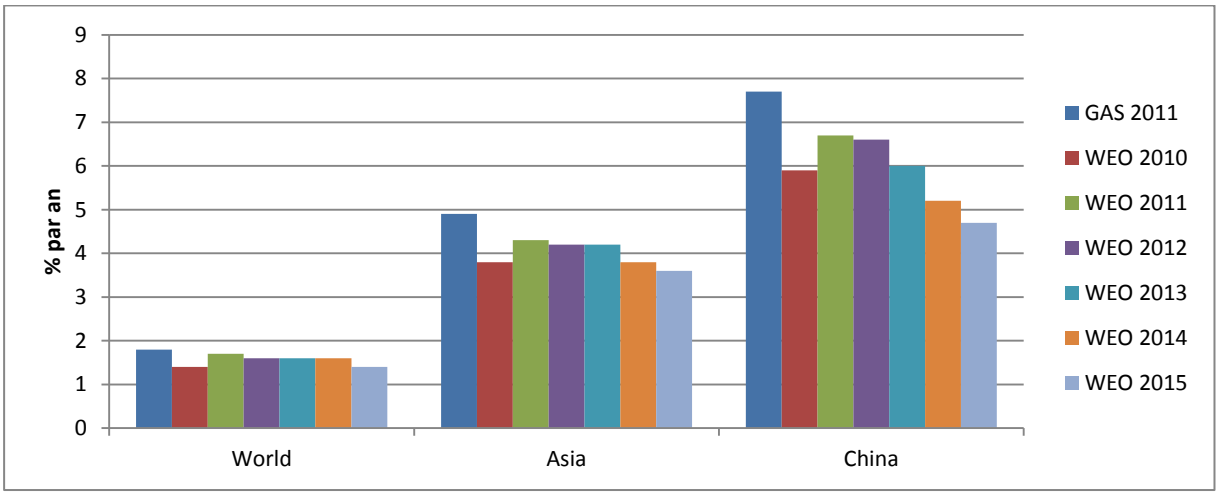
Ce scenario considère que le gaz naturel peut remplacer les autres combustibles fossiles dans plusieurs secteurs et que son utilisation conduit à une réduction des émissions de gaz à effet de serre et de polluants locaux. Elle peut aussi aider à diversifier l'approvisionnement en énergie, et ainsi améliorer la sécurité énergétique. Les ressources de gaz naturel mondiales sont importantes et très dispersées géographiquement. En 2011, l'AIE a jugé que le total des ressources récupérables de gaz naturel pourrait soutenir la production actuelle pour plus de 250 ans et les principales régions ont des ressources récupérables équivalentes à au moins 75 ans de consommation actuelle (IEA, 2011a). Puisqu'il y a des régions, des pays tels que la Chine, l'Inde, le Moyen Orient qui ont choisi d'intensifier l'utilisation du gaz naturel dans beaucoup de domaines, en particulier l'électricité, cela stimulera la demande et l'offre de gaz naturel. Le gaz naturel jouera donc un rôle de plus en plus important dans le mix énergétique mondial. Dans ce contexte l'AIE a construit et publié le scénario «Golden Age of Gas – GAS Scenario» en 2011.

Le scénario GAS est une association d'hypothèses favorables et plausibles sur les politiques, les prix et d'autres facteurs qui affectent la projection de la demande et de l'offre

du gaz naturel. Les principales hypothèses dans le scénario GAS sont notamment une politique plus ambitieuse pour l'utilisation du gaz en Chine ; une capacité de production d'énergie nucléaire mondiale plus faible à l'avenir, un remplacement progressif du charbon et du pétrole par le gaz naturel dans les centrales électriques ; enfin, une intensification de l'utilisation du gaz naturel dans le secteur des transports (IEA, 2011a).

Selon ce scénario, la demande primaire mondiale de gaz atteindrait 5,1Tm^3 en 2035, bien plus haute que les scénarios New Policies des scénarios WEO (voir la figure 5.1). La part du gaz naturel dans le mix énergétique mondial augmenterait de 21% à 25% en 2050. L'augmentation forte de la demande de gaz poussera la part du charbon à décliner et le gaz naturel dépassera le charbon en 2030. La demande de gaz naturel augmente dans toutes les régions, les pays non membres de l'OCDE représenteront près de 80% de l'augmentation totale entre 2010 et 2035 (IEA, 2011a). La figure 5.3 présente le taux de croissance de la demande de gaz naturel dans le scénario GAS en comparaison avec des scénarios New Policies de 2010 à 2015.

Figure 5. 3 : Taux de croissance de la demande de gaz naturel.



Source : WEO 2010 – 2015 et IEA-2011b

La demande de gaz naturel dans le scénario GAS augmente donc beaucoup plus que dans d'autres scénarios et plus que celle des autres ressources énergétiques. Le taux moyen de croissance de la demande mondiale de gaz est alors proche de 2% par an contre 1,4-1,6% dans les autres scénarios. En particulier, dans la région asiatique, le taux de croissance de la demande de gaz dans le scénario GAS est beaucoup plus élevé, avec un taux moyen proche de 5% par an. La Chine et l'Inde en particulier ont des taux de croissance très forts dans le scénario GAS de 7,7% et 6,5% par an respectivement. En 2035, la consommation de la Chine serait alors au niveau de celle de l'Union européenne et la demande de l'Inde serait quatre fois supérieure à celle de 2008 (IEA, 2011a). Dans le scénario GAS, la Chine représente près de 30% de la croissance de la demande mondiale de gaz. En termes de volume, la demande de

gaz en Chine augmente de façon spectaculaire, passant de 85 Gm^3 en 2008 à 635 Gm^3 en 2035 en raison notamment du remplacement du charbon par le gaz.

Dans le scénario GAS, toutes les régions ont un potentiel pour augmenter la production de gaz. Les grands producteurs de gaz actuels devraient permettre de répondre à la plus grande partie de la croissance de la demande de gaz. Les régions de croissance la plus forte de la production de gaz naturel seront le Moyen-Orient, la Russie, la Caspienne, l'Amérique du Nord, la Chine et l'Afrique. La production de gaz conventionnel continuera à dominer la production totale mais toutefois sa part baissera. Le gaz non-conventionnel deviendra de plus en plus important et satisferait jusqu'à 40% de la croissance de la demande. La plus grande partie de la croissance de la production de gaz non-conventionnel se produira en Amérique du Nord, en Chine et en Australie. La part du gaz non-conventionnel dans l'augmentation de la production mondiale de gaz passe de 12% en 2008 à 24% en 2035 (IEA, 2011a). Comme dans les scénarios New Policies, la plus grande partie de l'augmentation de la production de gaz non-conventionnel provient du gaz de schiste et du gaz de charbon (CBM). Le tableau 5.4 présente la production du gaz naturel dans le scénario GAS.

Tableau 5. 4 : Production de gaz naturel par région dans le scénario GAS (Gm^3)

	2008	*2015*	*2020*	*2025*	*2030*	*2035*	*Taux croissance Annuelle (%)*
OCDE	1 157	1 175	1 237	1 280	1 343	1 404	0,7%
Amérique du Nord	797	805	837	891	961	1 035	1,0%
- Dont USA	575	608	618	647	709	779	1,1%
Europe	307	281	270	250	232	213	-1,4%
Asie-Pacifique	53	90	130	139	149	156	4,1%
Non-OCDE	2 010	2 509	2 782	3 104	3 435	3 728	2,3%
Eurasie	886	967	1 019	1 136	1 203	1 257	1,3%
- Russie	662	706	720	801	842	881	1,1%
Asie	376	512	604	673	748	823	2,9%
- Chine	80	137	185	222	264	303	5,0%
- Inde	32	67	88	102	119	135	5,5%
Moyen orient	393	550	594	657	793	917	3,2%
- Qatar	78	166	182	197	238	260	4,5%
- Iran	130	143	154	179	226	279	2,9%
Afrique	207	288	331	386	415	438	2,8%
Amérique Latine	148	193	233	253	276	292	2,6%
Monde	3 168	3 685	4 019	4 384	4 778	5 132	1,8%

Source: IEA, 2011b

La production de gaz naturel dans les pays non membres de l'OCDE représente plus de 85% de l'augmentation globale. Leur part de la production mondiale augmenterait de 63% en 2008 à 73% en 2035. Les pays d'Asie hors-OCDE voient leur production de gaz plus que

doubler entre 2008 et 2035. La plus grande partie de l'augmentation de la production de gaz naturel proviendra de la Chine. Selon le scénario GAS, celle-ci deviendra le troisième plus grand producteur de gaz naturel dans le monde. Le taux de croissance moyen de la production de gaz en Chine serait alors de 5% par an. Malgré l'augmentation rapide de sa production la Chine devrait s'appuyer de plus en plus sur les gaz importés.

5.1.3. Les perspectives du marché du gaz naturel en Asie.

Au cours des dernières décennies, la croissance formidable de l'économie en Asie a alimenté une forte augmentation de la demande d'énergie. Cette région est devenue un centre important pour la croissance de la demande d'énergie mondiale. Selon les experts, la région asiatique sera encore au centre de croissance de la demande d'énergie mondiale dans les prochaines décennies. Cependant, dans la lutte contre le changement climatique, l'Asie a besoin d'un changement fort de mix énergétique.

5.1.3.1. Une croissance de la demande de gaz forte mais marquée d'incertitudes

- ***Une croissance forte de la demande de gaz naturel***

L'Asie est devenue un pôle majeur pour la croissance de la demande d'énergie mondiale et le demeurera dans l'avenir. Avec un taux de croissance économique qui s'est maintenu à un niveau élevé, en particulier en Chine, en Inde et dans les pays d'Asie du Sud-Est, il y aura toujours une forte croissance du PIB et du niveau de vie en Asie dans les prochaines décennies. L'essentiel de la croissance de la demande d'énergie provient des économies émergentes, dont la Chine et l'Inde représentent plus de la moitié de l'augmentation (BP, 2016b), (Exxon Mobil, 2016). Il a été estimé que la consommation d'énergie par habitant passerait à environ 2 tonne d'équivalent pétrole par an en 2030 (Aguilera et al., 2014). Dans l'avenir, la demande d'énergie en Asie dépendra toujours fortement des énergies fossiles. Selon l'estimation de Nakano, entre 2012 et 2035, la consommation mondiale d'énergie devrait augmenter de 50%, et la Chine et l'Inde représentant plus de la moitié de cette croissance (Nakano, 2012).

Dans les dernières décennies, la croissance économique en Asie a surtout été alimentée par le charbon et, dans une moindre mesure, par le pétrole. Jusqu'à maintenant, le charbon reste la principale énergie et représente plus de 50% de la demande d'énergie primaire contre environ 30% au niveau moyen mondial. En Asie, le gaz naturel ne représente que 11,3% de la consommation totale d'énergie, alors qu'en dehors de l'Asie, le gaz naturel représente 30% de la consommation d'énergie mondiale (Herberg et al., 2013). Cependant le poids du gaz naturel devrait augmenter de manière spectaculaire dans l'avenir, du fait de ses qualités spécifiques.

Selon l'étude de Aguilera et al. en 2014, la consommation du gaz naturel va croître plus rapidement en Asie que dans les autres régions du monde. En 2030, cette région sera le plus grand consommateur mondial de gaz naturel, bien que le charbon et le pétrole occupent encore la plus grande part du marché énergétique. La demande de gaz naturel en 2030 en Asie est estimée à environ 1 175 Gm^3, alors que les estimations de production de cette région sont environ de 810 Gm^3 (Aguilera et al., 2014). C'est-à-dire que la demande d'importation sera en hausse, en particulier pour le GNL. Selon l'AIE, aucune région ne détient un potentiel de croissance de la demande équivalent à celui de l'Asie, et aucune région n'a une aussi grande capacité d'absorber les nouveaux approvisionnements à venir sur le marché (IEA, 2016b).

Selon l'AIE, l'Asie du Sud-Est, avec la Chine et l'Inde, déplace le centre de gravité du système énergétique mondial. La Chine et l'Inde sont deux des économies qui ont la croissance la plus rapide et leur croissance économique entraine une forte demande d'énergies et ressources naturelles. Deux chiffres indiquent l'ampleur de cette tendance : d'ici à 2035, la demande de gaz en Asie hors Japon, avec les deux poids lourds que sont la Chine et l'Inde, pourrait augmenter de 50 à 65 % (Perelman, 2014 ; Asian Development Bank, 2013).

Dans l'Asie du Sud-est, l'Indonésie, la Malaisie, et le Brunei-Darussalam détiennent d'importants gisements de gaz naturel. Le transport international par gazoduc ne s'est pas développé et ces pays recourent à la liquéfaction, pour l'exporter sous forme de GNL au Japon, en Corée du Sud et à Taiwan. Cependant la demande nationale des pays de cette zone, y compris celle des pays exportateurs de gaz, augmentant très fortement, la tendance est à la réduction des capacités d'exportation. Selon plusieurs analystes, alors que ces pays se développent, il faudra s'attendre à ce qu'ils deviennent prochainement des importateurs de gaz.

Cependant, de nombreuses incertitudes subsistent sur le marché du gaz naturel en Asie, comme sur le rôle du gaz naturel dans le mix et dans la transition énergétiques à l'avenir.

- ***Des incertitudes sur la demande et la place du gaz naturel dans le mix énergétique***

Selon Rogers en 2016, la plus grande incertitude porte sur la croissance future de la consommation d'énergie et la composition du mix énergétique (Rogers, 2016). En particulier après la COP 21, avec les défis de la réduction des émissions de GES, les stratégies intégrant l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables ont été proposées, avec des dynamiques du nucléaire contraintes. Le gaz naturel serait alors en concurrence avec le charbon dans le mix énergétique, en particulier dans le domaine de l'électricité. Cela exige un cadre politique plus robuste. Pour réaliser des objectifs environnementaux et climatiques, le rôle du charbon dans le mix énergétique serait limité par la croissance des énergies renouvelables, du nucléaire, ou du gaz naturel, dans des proportions qui restent encore incertaines.

Tout d'abord, la demande de gaz naturel en Asie dépendra fortement de la demande de la Chine. Alors que la demande potentielle de gaz naturel de la Chine dépend de nombreux facteurs, dont l'ampleur des importations par gazoducs provenant de l'Asie centrale et de la Russie, le potentiel de développement du gaz de schiste en Chine, la réforme des prix du gaz domestique industriel et les politiques d'usage énergétique. La demande du Japon, le plus grand consommateur de GNL mondial, est très incertaine également en raison du débat sur l'avenir de l'énergie nucléaire après la catastrophe de Fukushima Tous ces facteurs influenceront fortement le futur du marché du gaz asiatique.

- ***Des incertitudes sur l'offre de gaz naturel de l'Asie***

La région asiatique semble très riche en ressources de gaz naturel, y compris le gaz conventionnel et les gaz non-conventionnels. L'étude de Aguilera et al. en 2014 évalue aussi le seul potentiel des ressources de gaz conventionnel en Asie comme suffisant pour satisfaire plus de 140 ans du niveau actuel de consommation. Par ailleurs, le potentiel de gaz de schiste en Chine est considéré comme l'un des plus grands au niveau mondial. Néanmoins, il reste beaucoup d'incertitudes en Asie au sujet du développement du gaz naturel en général et du gaz de schiste en particulier, en raison de nombreux facteurs tels que les conditions géologiques, technologiques, politiques, le rapport coût-efficacité. Toutes ces questions ont été analysées en détail dans le chapitre 4.

En raison des incertitudes sur les évolutions de l'offre et de la demande de GNL, les besoins d'importations de gaz naturel en Asie, notamment sous la forme de GNL, restent encore incertains (Colombo et al., 2016). Bien que l'importation par gazoduc en Asie soit limitée en raison du manque d'infrastructures, les problèmes politiques avec les pays voisins (cas de l'Inde et du Pakistan), les abondantes fournitures de GNL pourraient renforcer le recours au gaz comme une option stratégique à long terme. Le GNL serait alors à considérer comme un choix de l'Asie pour répondre à ses besoins futurs. Néanmoins, l'approvisionnement de GNL vers l'Asie reste incertain. Dans la région, il y a des fournisseurs de GNL comme l'Indonésie, la Malaisie. Cependant, ces approvisionnements restent incertains en raison de la diminution de production et de l'augmentation croissante de la demande de gaz de ces pays.

Selon l'AIE, le seul développement de l'offre de l'Asie ne sera pas suffisant pour équilibrer le marché du GNL dans un avenir proche (IEA, 2016b). Le potentiel d'exportation de GLN américain vers l'Asie est encore peu fiable. De plus, l'avenir de la croissance de consommation et de l'offre de GNL de l'Asie dépendra fortement de l'évolution des prix du GNL. L'Asie n'a pas encore de hub régional ni de mécanisme de prix pour le gaz, et les indices du prix du gaz en Asie sont liés au prix du pétrole. Ainsi, le changement du prix du pétrole mondial a un impact plus immédiat sur le prix du gaz en Asie. En particulier, la baisse des prix du pétrole au niveau mondial qui a commencé mi-2014 résulte en entraine un

accroissement de l'incertitude sur les perspectives des sources d'énergie en général et du gaz naturel en particulier.

5.1.3.2. Le rôle de la Chine sur le marché du gaz asiatique.

Le boom économique, le processus d'industrialisation et l'urbanisation rapide en Chine dans les décennies récentes ont fait augmenter rapidement la demande d'énergie. Selon le rapport de l'AIE en 2016, la demande d'énergie chinoise aujourd'hui est près de 3,5 fois plus élevée qu'en 1990. Plus de 90% de l'augmentation a été réalisée par des combustibles fossiles (IEA, 2016c). La Chine dépend fortement du charbon avec près de 70% de sa consommation totale d'énergie. En raison d'une croissance économique rapide et de la hausse du niveau de vie, dans la période 2007-2012**,** la croissance de la demande de gaz en Chine a été rapide avec environ 20%/an (Gao, 2012). A présent, le gaz naturel représentant environ 5% de la consommation d'énergie primaire et la croissance économique continuant au même rythme, il est prévu que la demande de gaz va continuer à croître, renforcée par la volonté d'améliorer la qualité de l'air et réduire les impacts environnementaux, tout en diminuant la forte dépendance au charbon dans le mix énergétique (Gao, 2012). La demande de gaz naturel en Chine influence non seulement le marché du gaz naturel en Asie mais a aussi un impact sur le marché international.

La croissance de la demande d'énergie a changé la face économique et sociale de la Chine, mais la Chine a dû supporter un coût important pour son environnement. Des niveaux élevés de pollution de l'air représentent l'un des plus grands défis pour la Chine (IEA, 2016c). Le gouvernement chinois a reconnu la gravité de cette question et a engagé un effort soutenu pour la résoudre. Des politiques visent à réduire l'utilisation des combustibles fossiles dans le secteur énergétique. Un choix raisonnable pour la Chine est de changer la structure de ses ressources énergétiques et d'accroître les quantités de ressources énergétiques à faibles émissions de carbone, en améliorant leur part dans la consommation totale d'énergie (Hu et Xu, 2013). L'une des meilleures ressources énergétiques à faible émission de carbone est le gaz naturel. La Chine peut donc utiliser le gaz naturel pour remplacer la consommation de produits pétroliers dans l'industrie, le transport et le chauffage, et encore beaucoup plus pour déplacer le charbon dans la production électrique.

Bien que le gaz naturel n'occupe seulement aujourd'hui qu'environ 5% de la consommation totale d'énergie en Chine, la demande de gaz naturel continuera donc à augmenter dans la futur. Le gouvernement chinois prévoit d'augmenter la part du gaz naturel dans le cadre de la consommation totale d'énergie à au moins 10% d'ici 2020 pour réduire les niveaux élevés de pollution. La réduction de la proportion du charbon et l'augmentation de la proportion du gaz naturel dans la structure de la consommation d'énergie sont également des politiques importantes dans les 12e et 13e plans quinquennaux de la Chine (Wang et al., 2016). Au début des années 2010, motivée par des préoccupations environnementales, la Chine a

commencé à pousser le développement du gaz grâce à la production nationale, l'expansion du réseau de pipelines de gaz, et les importations de gaz naturel par gazoduc ou sous forme de gaz naturel liquéfié. Les objectifs du gouvernement chinois dans le 12ème plan quinquennal (2011 -2015) devraient diminuer la consommation d'énergie par unité de PIB de 16%, et les émissions de CO2 par unité de PIB devraient chuter de 17% (Hu et Xu, 2013). Par conséquent, il est raisonnable de penser que la demande de gaz naturel augmentera rapidement dans le futur. De ce fait, l'augmentation rapide de la demande d'énergie et la transition énergétique fait de la Chine un acteur influent sur les marchés mondiaux de l'énergie, et en particulier le marché du gaz (IEA, 2015b), (EIA, 2016a).

Cependant, le potentiel de croissance de la demande gazière chinoise dépendra également des politiques climatiques visant à limiter les émissions de dioxyde de carbone. De ce fait, les perspectives du gaz naturel en Chine restent empreintes de beaucoup d'incertitudes, avec des impacts non seulement sur le marché du gaz asiatique mais aussi sur le marché mondial. Selon l'étude de Roger, les plus grandes incertitudes futures relatives à la consommation de gaz naturel en Chine sont : le taux de croissance économique futur ; la nature et l'ampleur des politiques énergétiques en matière de mix énergétique ; la croissance future de la production de gaz domestique, en particulier le gaz de schistes ; enfin l'échelle des importation de gaz (Rogers, 2015).

Tableau 5. 5 : Prévisions de consommation de gaz en Chine (Gm^3)

	2020	**2035**	**2040**
WEO-2010	216	395	-
CASS-2013	-	620	-
Wang et al - 2013	350	-	-
WEO-2014	295	545	603
AIE-2015	314	-	-
SINA News-2015	400	-	-
WEO-2016	297	547	605

Source : IEA-2010 ; Wang et al-2016; IEA-2015b; IEA-2016

Par exemple, dans le World Energy Outlook 2010, la demande de gaz de la Chine devrait atteindre 395 Gm^3 en 2035 (IEA, 2010), alors que selon l'étude de l'Académie chinoise des sciences sociales (CASS) en 2013, elle atteindrait à la même date 620 Gm^3 (Wang et al., 2016).

Avec une production du gaz conventionnel d'environ 80 à 100 Gm^3 par an selon l'estimation de l'AIE (IEA, 2015b), même si la Chine développait rapidement des gaz non-conventionnels, elle resterait encore dépendante des gaz d'importation pour répondre à sa demande à long terme. Selon les prévisions de BP, cette dépendance à l'importation du gaz sera d'environ 35%, soit environ 200 Gm^3 par an d'ici 2035, et selon le *Department of Energy*

américain en 2013, une très forte croissance des besoins d'importation de la Chine d'ici 2040 placerait sa dépendance à plus de 40% de la consommation totale (US DOE/EIA, 2013). Les importations de gaz naturel sont devenues une partie de plus en plus importante du portefeuille d'approvisionnement de la Chine. Pour répondre à la demande, le gouvernement chinois a activement élargi les fournitures du gaz importé par les pipelines venant de l'Asie centrale, de la Russie et du Myanmar, ainsi que par GNL.

La Chine est entrée dans le 21ème siècle avec une croissance rapide de la consommation d'énergie, alors que les réservoirs de gaz naturel en Chine sont plus petits, moins favorables et plus difficiles à exploiter que dans d'autres pays riches en gaz. D'autre part, la Chine dispose actuellement de moins d'expertise, de technologies et d'infrastructures, autant de restrictions pour le développement des ressources intérieures (Gao, 2012). La production de gaz domestique ne pouvant plus satisfaire les besoins du gaz naturel des industriels et du secteur résidentiel, la Chine a recherché un approvisionnement extérieur. Avec la demande de gaz naturel qui est très forte maintenant, cette tendance devrait se maintenir au cours des 20 prochaines années (Gao, 2012).

Pour s'assurer des sources d'approvisionnement stables et à long terme, le gouvernement chinois a signé de nombreux contrats d'approvisionnement à long terme pour l'achat de GNL aux grands pays exportateurs comme l'Australie, le Qatar, la Malaisie, l'Indonésie ; et simultanément elle a fait construire beaucoup d'installations de regazéification pour recevoir le GNL (Wang et al., 2013). Actuellement on compte huit projets en construction et six projets ont été approuvés. Selon le Centre d'Étude et de Prospective Stratégique, une part majoritaire des exportations de GNL se dirigera vers l'Asie, particulièrement vers la Chine dont les importations de gaz naturel passeraient de 30 Gm^3 en 2011 à 130 Gm^3 en 2020 et 225 Gm^3 en 2035. La Chine va représenter 40% de l'augmentation des échanges mondiaux de gaz au cours des deux prochaines décennies (CEPS – Centre d'Etude et de Prospective Stratégique, 2013). Parallèlement, le gouvernement chinois est en train de pousser les négociations pour signer les nouveaux contrats ou relever la capacité d'importation de gaz par gazoduc avec les pays voisins comme la Russie, le Kazakhstan ou le Turkménistan.

Grâce à l'analyse ci-dessus, nous pouvons voir que le rôle du gaz naturel devrait à l'avenir être très important en Chine et en Asie. Cependant, le développement du marché du gaz naturel dans le monde, le rôle du gaz naturel dans la transition énergétique soulèvent encore de nombreuses questions. Du point de vue de l'offre mondiale de gaz, les incertitudes concernent particulièrement le développement des gaz non-conventionnels et les stratégies des fournisseurs traditionnels face à une rupture potentielle dans la structure actuelle de l'offre mondiale. L'exploitation de gaz non-conventionnels, en particulier le gaz de schiste, se développera-t-elle dans d'autres régions du monde ? Si oui, quelle sera l'ampleur de ce

développement et sera-t-il à même de profondément modifier les conditions d'offre mondiale de gaz ? (Locatelli et al., 2015). Pour clarifier l'évolution et le rôle du gaz naturel dans l'avenir, nous avons besoin de construire des scénarios de base sur des hypothèses et des variables différentes. Dans les sections suivantes, nous allons présenter les scénarios fondés sur le modèle POLES pour clarifier le rôle potentiel du gaz naturel, en particulier dans la région asiatique.

5.2. Le rôle du gaz naturel dans les scénarios basés sur le modèle POLES

Il existe une pluralité de modèles économiques, ce qui rend difficile tout discours globalisant. Selon plusieurs économistes majeurs (Malinvaud, 1965 ; S. Bachelard, 1979; Bressoux, 2008), un modèle est une représentation schématique qui s'efforce de reproduire les propriétés fondamentales d'un objet complexe. Un modèle consiste ainsi en la représentation formelle d'idées ou de connaissances relatives à un phénomène. Donc le modèle est une simplification de la réalité.

Les problèmes énergétiques ont une relation étroite, mais aussi complexe, avec les activités économiques et leurs impacts sur l'environnement. Dès lors, dans tout modèle sélectionné pour analyser des scénarios, il est nécessaire de faire apparaitre les interactions entre politiques énergétiques, politiques climatiques et la dynamique des marchés et les prix de l'énergie. Mais il existe une grande variété de modèles utilisés pour évaluer et prévoir des perspectives, des impacts d'énergie et le changement climatique à moyen et long terme.

Parmi les modèles utilisables pour l'évaluation du système énergétique et des politiques climatiques, le modèle POLES (Prospective Outlook on Long-term Energy Systems) offre une description très détaillée et complète des systèmes énergétiques nationaux et internationaux, avec un niveau de détail offrant une bonne lisibilité des évolutions technologiques et sectorielles et une prise en compte des mécanismes d'ajustement dynamiques de l'offre et de la demande d'énergie aux variations des prix. Ce modèle permet également d'intégrer et d'analyser les impacts des politiques climatiques internationales. Nous avons donc choisi de l'utiliser pour analyser nos scénarios. Dans cette section, nous présenterons le modèle POLES et les scénarios simulés avec cet outil pour évaluer les dynamiques du marché international du gaz naturel en général et du marché en Asie, en particulier, à l'horizon 2050.

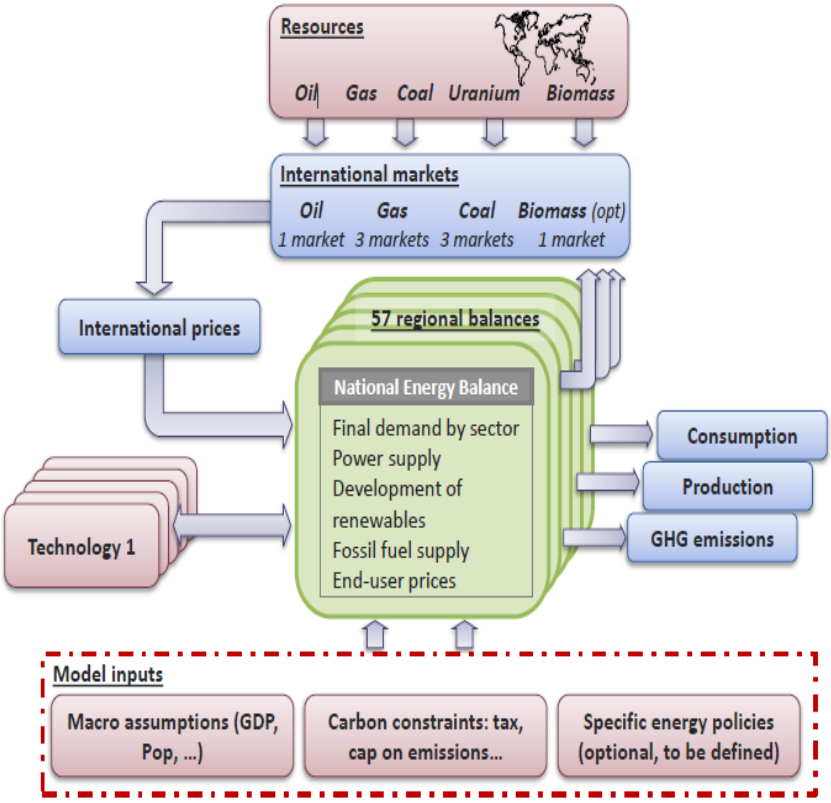
5.2.1. Description générale du modèle POLES : un modèle de simulation pour le développement à long terme des systèmes énergétiques et le changement climatique.

5.2.1.1. Introduction au modèle POLES.

Le modèle POLES est un modèle de simulation pour le développement à long terme des systèmes énergétiques des différentes régions du monde. L'objectif de POLES est d'analyser et de prévoir l'offre et la demande de produits énergétiques, les prix de l'énergie, ainsi que l'impact des politiques de changement climatique et de l'énergie sur les marchés de l'énergie (Enerdata, 2010). Il a été initialement développé par P. Criqui et l'équipe de l'Institut d'économie et de politique de l'énergie (IEPE) de Grenoble, en France, au début des années 1990 (Criqui et al., 1996). La version actuelle (POLES 6) permet une simulation du système énergétique mondial à l'horizon 2050 ou 2100 pour 57 pays ou régions du monde, ainsi que des marchés et des prix internationaux de l'énergie (Enerdata, 2012), (Mima, 2013). POLES a été utilisé pour l'analyse à long terme de la politique énergétique du gouvernement français. C'est un modèle utilisé aussi par la Commission Européenne et le Conseil Mondial de l'Énergie en 2007, l'Agence Danoise de l'énergie en 2012...

Dans le modèle POLES, les évolutions économiques et démographiques de chacun des grands pays ou régions du monde, les contraintes sur les émissions de carbone sont considérées comme exogènes; tandis que les variables caractérisant le système énergétique telles que la production, la transformation, la consommation ainsi que les prix de l'énergie sont considérées comme endogènes (Criqui et al, 1996). La structure du modèle POLES est une structure hiérarchisée de modules interconnectés à l'échelle nationale, régionale, et globale avec des modules de production, de conversion et de consommation des énergies fossiles, d'énergies nouvelles et renouvelables, de commerce international de l'énergie et de prix internationaux de l'énergie. Par ailleurs, le modèle POLES permet de construire des courbes de réduction des émissions correspondant à différents niveaux de taxe-carbone fictive introduite et donc d'analyser les impacts des stratégies internationales de réduction des émissions en particulier sur la dynamique des marchés et des prix internationaux de l'énergie. Nous pouvons voir le diagramme du système énergétique et les caractéristiques principales du modèle POLES sur la figure 5.4 et l'encadré 5.1 au–dessous.

Figure 5. 4 : Diagramme du système énergétique du modèle POLES.



Sources : Enerdata 2013

Encadré 5.1 : Les caractéristiques principales de POLES

- Couverture complète du système énergétique : offre, demande et prix
- Modèle Bottom-up avec choix technologiques explicites et décisions économiques cohérentes des agents
- Construction modulaire, avec modules séparés pour chaque secteur de l'offre et de la demande
- Orienté vers le marché : des prix d'équilibre du marché conduisent à la mise en équilibre de l'offre et de la demande des énergies primaires
- Le modèle procède par simulation récursive : à partir du point initial, des ajustements progressifs des variables d'offre et de demande d'une part, et des prix, d'autre part, sont calculés d'année en année
- La simulation de ces prix est basée sur une description explicite des principes de base de chaque marché international et une représentation détaillée des contraintes de ressources
- L'horizon prospectif a été limité à 2100 afin que les technologies qui pourront avoir un impact quantitatif significatif soient au moins identifiées aujourd'hui

Source : Mima, 2013

5.2.1.2. Champ de recherche et objectifs principaux de POLES.

Le modèle POLES actuel est donc un modèle de simulation pour le développement à long terme (2050-2100) des scénarios de l'offre et la demande d'énergie pour les différentes régions/pays du monde. Le développement passé du modèle et les études de scénarios correspondants ont visé à accomplir les cinq objectifs principaux suivants :

- *Une construction de scénarios détaillés du système énergétique mondial* : l'objectif est de réduire les incertitudes dans le développement futur de la consommation mondiale de l'énergie et des émissions de GES par la construction des scénarios de base ou de référence. Ces scénarios peuvent inclure un large éventail de politiques liées à l'énergie : efficacité énergétique, soutien aux renouvelables, politique fiscale sur l'énergie, conditions d'accès aux ressources énergétiques de pétrole et de gaz des pays producteurs, etc. Donc cela se fait en fournissant un cadre cohérent commun pour l'analyse de la demande dans les différents pays ou régions du monde et par la prise en compte des contraintes d'approvisionnement ainsi que de la dynamique des prix sur les marchés internationaux.

- *Une prise en compte des politiques de contrôle des émissions :* l'objectif est de fournir des éléments pour les analyses globales des stratégies de réduction de GES dans une perspective internationale. Le modèle POLES fournit un cadre pour l'analyse des émissions futures de GES dans toutes les régions et à un niveau sectoriel relativement détaillé. En conséquence, il peut aider à l'identification des domaines d'action stratégiques.

- *Une analyse du développement des technologies*: le modèle POLES décrit en détail les principales nouvelles technologies énergétiques. Les principaux paramètres caractérisant les coûts et les performances, ainsi que le processus de diffusion de ces technologies sont en fait incorporés dans le modèle afin de permettre la simulation des différentes trajectoires technologiques correspondant à un développement plus ou moins intensif des politiques énergie-environnement.

- Une é*valuation des coûts marginaux de réduction des émissions de* CO2 *et une simulation des systèmes d'échange d'émission :* POLES évalue les coûts de conformité aux objectifs d'émission nationaux et sectoriels, avec et sans échanges d'émissions. Cette analyse comprend la définition des objectifs d'émission, des droits et des mécanismes de flexibilité pour une année donnée.

- *Une analyse des impacts des politiques énergétiques et des stratégies de réduction des émissions de GES sur les marchés internationaux de l'énergie* : POLES permet d'étudier les différents problèmes tels que les conséquences des stratégies du contrôle des émissions sur les prix internationaux des énergies fossiles, sur les revenus des producteurs exportateurs ou sur le niveau de taxe carbone correspondant dans les pays consommateurs, etc.

5.2.2. Le potentiel de l'âge d'or du gaz naturel – le rôle de l'Asie

En 2011 et 2012, l'AIE publiait ses rapports spéciaux sur l'âge d'or du gaz dans le monde, qui indiquaient « *Are we entering a Golden Age of gas ?* » et « *Golden rules for a Golden Age of gas* ». Nous avons présenté le scénario « *Golden Age of Gas* » de l'AIE dans la première partie de ce chapitre. Depuis la publication de ce scénario jusqu'à aujourd'hui, le monde a connu beaucoup de changements, en particulier des changements importants dans les politiques énergétiques et des politiques climatiques dans toutes les régions du monde. Par exemple, dans les pays développés et notamment européens, la demande d'énergie dans le futur s'oriente principalement vers des énergies renouvelables, alors que les pays en développement s'appuient encore fortement sur des énergies fossiles. De plus, la crise économique qui a entrainé la chute du prix du pétrole des années récentes influence également de manière significative le potentiel de développement du gaz naturel dans l'avenir. Par conséquent, l'entrée du monde dans un âge d'or du gaz reste une question ouverte.

Bien qu'il y ait beaucoup de questions et d'incertitudes sur le marché du gaz naturel en Asie, cette région montre un fort potentiel de développement pour son marché du gaz naturel. Selon notre analyse, l'Asie présente beaucoup de conditions favorables pour entrer dans un « âge d'or du gaz naturel ». D'abord, comme nous l'avons indiqué dans la partie précédente, l'Asie a une économie dynamique et des taux de croissance les plus élevés dans le monde, donc la demande d'énergie y est importante, en particulier dans les grands pays tels que la Chine et l'Inde. Parallèlement au développement économique, les problèmes de protection environnementale, d'amélioration de la qualité de l'air et de qualité de la vie, de lutte contre le changement climatique sont de plus en plus considérés. De ce fait, l'Asie a besoin d'une transition énergétique pour suivre l'orientation de diminution des émissions de gaz à effet de serre et d'augmentation de l'usage des énergies propres, notamment renouvelables.

Rappelons que l'Asie est encore fortement dépendante du charbon qui émet beaucoup de gaz à effet de serre, et constitue la principale cause des problèmes de pollution environnementale et de pollution de l'air. Par conséquent, plusieurs pays asiatiques développent des politiques visant à améliorer la qualité de l'air et à lutter contre le changement climatique. Dans les conditions actuelles, le développement des énergies renouvelables ou de l'énergie nucléaire rencontre différentes restrictions telles que le coût élevé, ou les questions de sécurité nucléaire. Donc, en parallèle au développement des énergies renouvelables, le gaz peut être utilisé comme énergie de substitution aux autres énergies fossiles plus émettrices, dans l'attente d'un système d'énergies renouvelables, et dans le souci de satisfaire la demande avec une certaine souplesse tout au long de la transition.

Comme nous l'avons déjà indiqué, la région asiatique est considérée comme très riche en ressources de gaz naturel, conventionnelles et non-conventionnelles. Donc la production

du gaz naturel en Asie peut augmenter rapidement pour répondre à une demande de plus en plus forte. En dehors du potentiel de croissance de l'offre intérieure à la région, le potentiel de croissance de l'approvisionnement extérieur vers la région asiatique est très fort. L'Asie est une destination attrayante pour les exportateurs, en particulier de GNL en raison des facteurs que nous avons explicités dans les parties précédentes. De même, dans le cas où les États-Unis deviendraient un exportateur confirmé de GNL, le marché d'Asie serait mieux placé que d'autres marchés comme le marché européen. Par conséquent, l'Asie deviendra probablement un centre principal de croissance de la demande de gaz naturel dans l'avenir.

Pour les raisons ci-dessus nous construirons, sur la base du modèle POLES, de nouveaux scénarios prenant en compte les facteurs favorables au développement rapide du gaz naturel en Asie que nous appellerons Gaz-plus (GAZ+). En plus de ce nouveau scénario de base, nous simulerons le développement du marché du gaz naturel dans l'avenir avec des conditions de politiques climatiques faiblement contraignantes (GAZ+4°C) et fortement contraignantes (GAZ+ 2°C). Ces scénarios sont des scénarios qui supposent un recours au gaz comme solution transitoire dans le processus de transition énergétique en Asie. Dans ces scénarios, la demande et la consommation de gaz sont importantes même avec une politique climatique très contraignante en raison de l'utilisation de gaz naturel pour remplacer le charbon, aujourd'hui source d'énergie principale en Asie mais aussi source d'énergie émettant le plus de gaz à effet de serre.

5.2.3. Description des hypothèses des variables dans le scénario POLES

L'avenir du marché de l'énergie et des marchés gaziers, ne sont pas à l'abri de divers bouleversements. Cependant il est nécessaire d'éclairer les tendances possibles et de construire des scénarios basés sur différents jeux d'hypothèses pour l'analyse et l'évaluation des politiques. Dans cette section, nous présentons les principales hypothèses appliquées dans chaque scénario du modèle POLES.

5.2.3.1. Les principales variables exogènes dans le modèle POLES

Dans tous les scénarios énergétiques, l'activité économique et la démographie sont les facteurs principaux qui influent sur la demande d'énergie et les changements dans le mix énergétique. Les projections dans les scénarios sont très sensibles aux hypothèses concernant le taux de croissance du PIB et de la population. L'introduction de ces hypothèses exogènes permet de simuler l'évolution du système énergétique à l'échelle mondial et pour chaque pays ou région. Les hypothèses sur la croissance économique et le changement démographique dans les scénarios basés sur POLES sont décrites dans le tableau 5.6 ci-dessous. La base de données du modèle est essentiellement établie à partir des informations collectées par la société ENERDATA pour les données relatives au système énergétique international. Les hypothèses de croissance sont basées sur celles de l'Organisation des Nations Unies et du Fonds Monétaire International.

Tableau 5. 6 : Les variables exogènes principales dans les scénarios POLES

Monde	**2000**	**2005**	**2010**	**2013**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2040**	**2050**
Taux de croissance du PIB (%)		4,53	5,03	3,24	3,80	4,09	3,75	3,43	2,85	2,34
Population (M)	6 128	6 514	6 916	7 162	7 325	7 717	8 083	8 425	9 039	9 551
PIB (G$)	48 511	57 851	68 438	75 521	81 269	98 349	118 913	141 608	192 372	247 052
PIB/tête (1000$)	8	9	10	11	11	13	15	17	21	26
Asie										
Taux de croissance du PIB (%)	0,0	8,64	9,36	6,55	6,32	6,50	5,45	4,59	3,53	2,47
Population (M)	3 287	3 483	3 670	3 784	3 858	4 026	4 168	4 285	4 441	4 496
PIB (G$)	9 034	12 725	18 970	22 901	25 863	34 996	46 527	59 132	87 404	116 303
PIB/tête (1000$)	3	4	5	6	7	9	11	14	20	26

Source : modèle POLES

Dans les hypothèses retenues, la croissance économique mondiale serait de 3,1%/an entre 2015 et 2050. Le taux de croissance économique mondiale aurait tendance à diminuer après 2020. La croissance démographique est de 0,7%/an en moyenne pour la période de 2015 à 2050. Le PIB par habitant augmenterait donc rapidement au cours de la période étudiée. Dans les scénarios POLES, la population mondiale en 2050 atteindra 9,55 milliard, soit une augmentation de 56% par rapport à 2000. En parallèle, le PIB par habitant augmente également considérablement. En 2050 le PIB/tête sera supérieur de plus de deux fois par rapport à l'année 2015.

Parmi les grandes régions du monde, l'Asie présentera un taux de croissance économique élevé et tiendra un rôle important dans la croissance économique mondiale. L'hypothèse est que les pays asiatiques émergents comme la Chine, l'Inde et les pays d'Asie du Sud-Est conserveront dans un premier temps leur rythme de croissance économique. Jusqu'à 2025, le taux de croissance économique en Asie est de près de 6%/an. La tendance au ralentissement apparaît au cours des décennies suivantes. Le taux moyen de croissance économique asiatique serait de 4,3% entre 2015 et 2050.

Selon les scénarios POLES, l'Asie restera la région la plus peuplée au monde, mais la croissance démographique de l'Asie est plus faible que la moyenne mondiale dans la période de 2015 à 2050 : 0,4%/an comparé à 0,7%/an au niveau mondial. Après 2040, le niveau de PIB par habitant en Asie sera au niveau de la moyenne mondial. En 2000, la population de l'Asie était de plus de 3,3 milliards d'habitants (environ 54% de la population mondiale), en 2050 ce chiffre serait proche de 4,5 milliards, soit 47% de la population mondiale (voir tableau 5.6).

5.2.3.2. Les hypothèses spécifiques dans les scénarios POLES

Comme nous l'avons montré dans la première partie de ce chapitre, le gaz naturel jouera un rôle de plus en plus important dans le mix énergétique à venir. En plus, la révolution du gaz de schiste aux États-Unis que nous présentons dans le chapitre 2 indique que ce développement fournira une opportunité d'expansion de la production de gaz naturel non seulement aux États-Unis mais encore partout dans le monde. Avec un potentiel de ressources énorme, les gaz non-conventionnels peuvent jouer un rôle très important pour le futur du gaz dans le mix énergétique mondial. En particulier, la production de gaz de schiste dans le monde joue un rôle très important pour l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz dans les différentes régions et sur les différents marchés. Par conséquent, l'utilisation du gaz naturel sera renforcée dans beaucoup de secteurs différents, mais en particulier pour le remplacement du charbon dans le secteur de l'électricité. Les scénarios que nous construirons avec le modèle POLES comporteront des facteurs favorables à la pénétration du gaz naturel dans les bilans énergétiques.

Comme nous l'avons analysé dans les chapitres 3 et 4 de cette thèse, le potentiel pour développer le gaz de schiste dans les régions ou pays en dehors des États-Unis demeure cependant incertain. Si le développement des gaz non-conventionnels, en particulier le gaz de schiste, se produit aussi hors États-Unis, cela aura un impact majeur sur les marchés du gaz. À l'inverse, si le gaz de schiste ne réussissait pas dans d'autres régions du monde, cela également influencerait l'équilibre des marchés du gaz naturel. Notre hypothèse dans les scénarios POLES est que tous les pays qui ont un potentiel de ressources de gaz de schiste exploitent leurs ressources mais avec des facteurs limitants spécifiques. En dehors des États-Unis, la production de gaz de schiste resterait encore très limitée et concentrée dans les pays qui ont un grand potentiel de cette ressource comme la Chine, l'Argentine…

Le scénario GAZ+

Ce nouveau scénario de référence, GAZ+, est une projection qui décrit ce que pourrait être la prospective du système énergétique mondial dans un contexte favorable au gaz naturel. Cependant, à côté des hypothèses exogènes fondamentales du modèle POLES que nous avons décrites dans le tableau 5.6 au-dessus, dans ce scénario, nous ne supposons pas encore l'existence d'éléments liés à la politique climatique. Cependant, dans ce scénario, le renforcement de la consommation de gaz est clairement exprimé par la prise en compte de différents facteurs favorables à la production et à la consommation de gaz. Dans ce scénario, le coût de production du gaz de schiste est plus faible par rapport aux autres scénarios de production (voir le tableau 5.7 ci-dessous). Par conséquent, la production de gaz de schiste augmente rapidement. Ceci permettra un approvisionnement en gaz naturel plus abondant, et une consommation plus forte. Des hypothèses favorables sont également adoptées pour les parts de marché structurelles du gaz dans la production d'électricité, en raison notamment des

contraintes qui pourraient peser sur le développement du charbon du fait de la pollution de l'air.

Tableau 5. 7 : Coût de production du gaz de schiste aux Etat-Unis et en Chine dans les scénarios POLES

Unité : $/MMBtu

	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Scénario Gaz+						
- États-Unis	3,1	4,7	5,5	6,2	7,9	10,0
- Chine	7,6	7,6	7,4	7,6	8,4	9,3
Scénario GAZ+4°C						
- États-Unis	3,1	4,6	6,0	6,9	9,1	12,2
- Chine	7,6	7,7	8,4	8,9	10,0	11,7
Scénario GAZ+2°C						
- États-Unis	3,1	5,2	8,3	9,9	12,8	16,0
- Chine	7,6	8,4	12,2	13,6	16,2	18,4

Source : modèle POLES

Les deux scénarios GAZ+ avec contrainte climatique

Nous avons construit ces scénarios en envisageant la mise en œuvre de politiques de réduction des émissions de CO2. En conséquence et compte-tenu des moindres émissions du gaz par rapport au charbon, une croissance rapide de la demande de gaz naturel dans la transition énergétique, en particulier dans le marché énergétique asiatique, est prévue. Le niveau de réduction des émissions dépendra de scénarios différents et par conséquent, en dehors des hypothèses fondamentales des variables que nous présentons dans le tableau 5.6 au-dessus, nous utilisons des hypothèses de politique climatique qui influent directement sur le niveau de demande des différentes énergies.

Les politiques climatiques jouent un rôle important pour orienter l'utilisation de l'énergie dans chaque pays ou région. En raison des graves impacts attendus, les politiques climatiques orientent aujourd'hui le système énergétique mondial dans la direction d'une décarbonation profonde, en particulier après la COP 21. Celles-ci sont susceptibles de modifier les mix énergétiques, particulièrement le poids des énergies carbonées, et donc d'influer sur les niveaux de demande gazière.

La région asiatique est déjà le marché le plus dynamique dans le monde et son développement influence fortement le changement climatique dans le monde. Les pays de la région reconnaissent l'importance des politiques climat-énergie pour la réalisation réussie de la réduction des émissions mondiales. En effet, les pays asiatiques ont pris beaucoup d'engagements ambitieux pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans la COP21.

Les objectifs des pays asiatiques pour réduire les émissions de gaz à effet de serre ont été présentés dans leurs contributions nationales (INDC). Par exemple, dans l'INDC de la Chine, le gouvernement chinois a engagé un effort pour atteindre le pic des émissions de dioxyde de carbone vers 2030 et pour augmenter la part des combustibles non fossiles dans sa consommation d'énergies primaires à au moins 20% en 2030 (China's INDC, 2015). Certains analystes dans le secteur de l'économie et de l'énergie suggèrent que les émissions de la Chine atteindront leur pic avant 2030 (Green et Stern, 2016).

Le niveau d'émissions réduites correspond strictement à l'objectif de limiter la hausse des températures de la terre dans chaque scénario. En 2014, le Cinquième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a identifié les relations entre les émissions cumulées de CO2 et l'augmentation de température de la terre d'ici 2100 (voir le tableau 5.8 ci-dessous). Selon les données de ce tableau, pour limiter la hausse de la température de la terre à moins de 2°C d'ici à 2050, les émissions cumulées de CO2 d'ici à 2050 devraient être comprises entre 1 100 et 1 500 GtCO2. Dans le cas d'une limitation de l'augmentation de température à 4°C, le total des émissions cumulées devra être comprises entre 1 650 et 1 950 GtCO2 (IPCC, 2014.)

Tableau 5. 8 : Caractéristiques essentielles des scenarios réunis et évalues par le GT III dans le cadre du RE5

Concentrations en éqCO_2 en 2100 [ppm éqCO_2] Désignation de la catégorie (plage de concentration)[9]	Sous-catégories	Position relative des RCP[5]	Émissions cumulées de CO_2[3] [GtCO_2]		Changement des émissions en éqCO_2 à comparer à 2010 [%][4]		Changement de température (par rapport à 1850-1900)[5, 6]				
							Hausse de la température atteinte en 2100 [°C][7]	Probabilité de ne pas dépasser au cours du XXIe siècle la hausse de température indiquée[8]			
			2011-2050	2011-2100	2050	2100		1,5 °C	2,0 °C	3,0 °C	4,0 °C
< 430	Des niveaux inférieurs à 430 ppm éqCO_2 n'ont été pris en compte que dans un petit nombre d'études portant sur un modèle.										
450 (430-480)	Plage complète[1,10]	RCP2,6	550-1300	630-1180	entre -72 et -41	entre -118 et -78	1,5-1,7 (1,0-2,8)	*Plus improbable que probable*	*Probable*	*Probable*	*Probable*
500 (480-530)	Sans dépassement de 530 ppm éqCO_2		860-1180	960-1430	entre -57 et -42	entre -107 et -73	1,7-1,9 (1,2-2,9)	*Improbable*	*Plus probable qu'improbable*		
	Avec dépassement de 530 ppm éqCO_2		1130-1530	990-1550	entre -55 et -25	entre -114 et -90	1,8-2,0 (1,2-3,3)		*À peu près aussi probable qu'improbable*		
550 (530-580)	Sans dépassement de 580 ppm éqCO_2		1070-1460	1240-2240	entre -47 et -19	entre -81 et -59	2,0-2,2 (1,4-3,6)		*Plus improbable que probable*[12]		
	Avec dépassement de 580 ppm éqCO_2		1420-1750	1170-2100	entre -16 et 7	entre -183 et -86	2,1-2,3 (1,4-3,6)				
(580-650)	Plage complète	RCP4,5	1260-1640	1870-2440	entre -38 et 24	entre -134 et -50	2,3-2,6 (1,5-4,2)				
(650-720)	Plage complète		1310-1750	2570-3340	entre -11 et 17	entre -54 et -21	2,6-2,9 (1,8-4,5)		*Improbable*	*Plus probable qu'improbable*	
(720-1000)[2]	Plage complète	RCP6,0	1570-1940	3620-4990	entre 18 et 54	entre -7 et 72	3,1-3,7 (2,1-5,8)	*Improbable*[11]		*Plus improbable que probable*	
>1000[2]	Plage complète	RCP8,5	1840-2310	5350-7010	entre 52 et 95	entre 74 et 178	4,1-4,8 (2,8-7,8)		*Improbable*[11]	*Improbable*	*Plus improbable que probable*

Source : IPCC, 2014

Cependant, selon des experts, afin d'assurer la limitation d'augmentation de la température de la terre à 4°C d'ici à 2050, la quantité totale cumulée des émissions d'ici 2050

doit être réduite à moins de 1 650 Gt de CO2. Alors que si nous voulons un freinage de l'augmentation de la température de la terre au-dessous de 2°C, ce chiffre serait diminué à moins de 1 250 GtCO2 (Pachauri et al., 2015). Ce sont ces hypothèses sur les émissions cumulées d'ici à 2050 que nous retiendrons dans les scénarios POLES. Le tableau 5.8 ci-dessous présente le niveau d'émission dans nos scénarios.

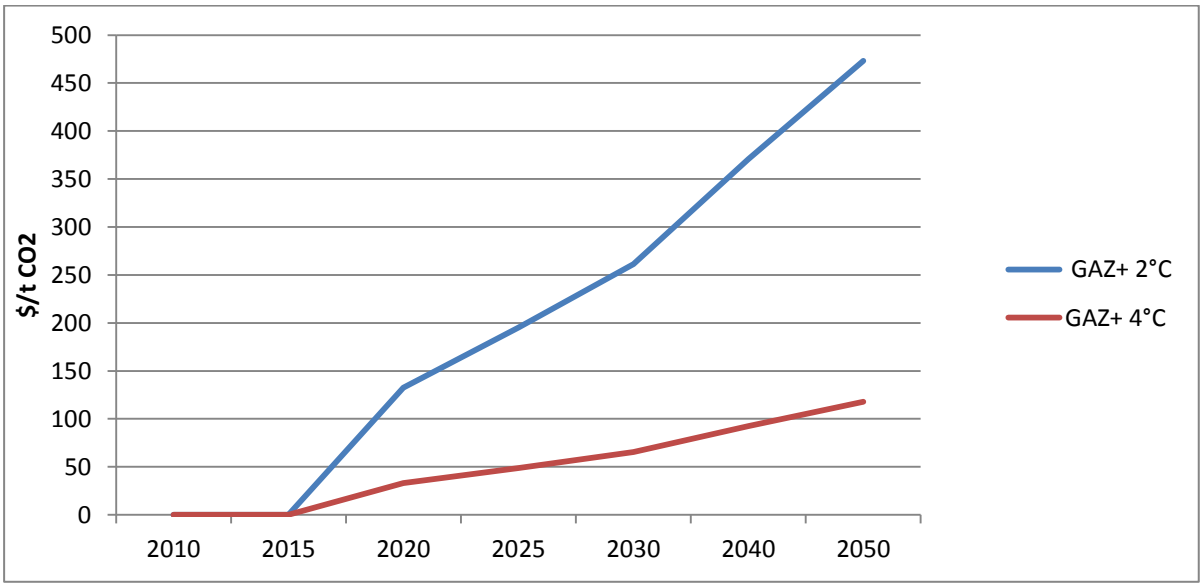
Tableau 5. 9 : Émission cumulée totale de CO2 dans les scénarios POLES (Gt CO2)

	2015	2030	2050
GAZ+	478	1053	1950
GAZ+4°C	478	1008	1628
GAZ+2°C	478	905	1251

Source : modèle POLES

La valeur de la taxe-carbone, comme variable approchée rendant compte de l'intensité des politiques à introduire devrait être suffisamment importante pour que le niveau de réduction des émissions corresponde à l'objectif des scénarios. La valeur carbone dans le modèle est en effet la variable de commande pour la restructuration des bilans énergétiques. La transition énergétique mondiale dépend directement des hypothèses de valeur carbone dans les scénarios. Les hypothèses de valeur du carbone sont utilisées de façon à simuler : un scénario de politique climatique peu contraignante (GAZ+ 4°C) et un scénario beaucoup plus contraignant (GAZ+ 2°C). La valeur carbone dans les deux scénarios est présentée dans la figure 5.5 ci-dessous.

Figure 5. 5 : Valeur du carbone dans les scénarios GAZ+



Source : modèle POLES

Selon notre hypothèse, la valeur du carbone augmentera fortement à partir de 2015. On suppose que tous les pays, les régions appliqueront la même valeur de carbone. Cependant, le

niveau d'augmentation est différent entre les scénarios. Dans le cas d'une politique climatique peu contraignante (GAZ+ 4°C), la valeur du carbone est plus faible que dans le cas d'une politique climatique très contraignante (GAZ+ 2°C). Dans le scénario GAZ+ 4°C, afin de limiter l'émission totale d'ici 2050 à environ 1 650 GtCO2, la valeur de carbone augmente de manière modérée, pour atteindre 120 $/tCO2 en 2050. Tandis que dans le scénario GAZ+ 2°C, la valeur carbone est beaucoup plus élevée : elle augmente rapidement après 2015, et en 2050 atteint plus de 450 $/tCO2. Ceci stimulera l'investissement dans des moyens de production bas carbone et induira une baisse de la consommation des énergies carbonées à long terme.

Comme nous l'avons analysé dans les parties précédentes, dans le contexte actuel, l'utilisation du gaz naturel est considérée comme un bon choix stratégique pour réaliser une politique climatique, en particulier dans la zone asiatique. Donc, à côté des hypothèses de politique climatique, dans les scénarios GAZ+, les hypothèses relatives à une transition énergétique par le gaz sont très importantes. Nous avons considéré une croissance rapide de la demande de gaz naturel en Asie conduisant à remplacer une part importante de charbon dans le mix énergétique.

Parallèlement aux hypothèses de politique climatique, de la demande élevée de gaz naturel qui influencent fortement la consommation du gaz dans les scénarios, l'hypothèse de développement du gaz de schiste reste présente dans ces scénarios. Cependant, dans le scénario de forte contrainte d'émission (GAZ+ 2°C) le plus faible niveau de consommation, combiné à l'hypothèse de coût de production plus élevé des gaz de schiste conduit à un niveau de production plus faible des gaz non-conventionnels.

5.2.4. Les dynamiques du marché énergétique mondial et du marché du gaz dans les trois scénarios GAZ+.

Dans cette section, nous présenterons les résultats des scénarios que nous appliquons dans le modèle POLES. Nous nous concentrons sur les analyses de l'évolution de l'offre et de la demande mondiales ainsi que des prix internationaux du gaz pour voir clairement le changement structurel de mix énergétique, en particulier le rôle du gaz naturel. Les dynamiques de marché énergétique mondial, ainsi que le marché du gaz naturel asiatique, sont identifiées à partir des résultats des trois scénarios.

5.2.4.1. Le scénario GAZ+

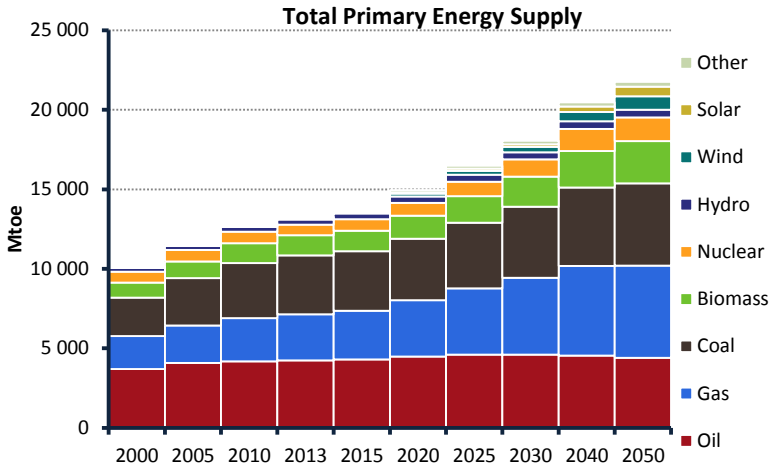
C'est est le premier scénario étudié. Dans ce scénario, il n'y a pas d'hypothèses sur la contrainte d'émissions. Le développement du marché de l'énergie a lieu dans des conditions qui résultent des tendances antérieures et des variables exogènes saisies. Dans le même temps, il y a des facteurs favorables pour renforcer l'utilisation du gaz naturel que nous avons noté

auparavant. Donc, dans ce scénario, nous constaterons une croissance forte de la consommation de gaz naturel dans le mix énergétique.

La projection de la demande en énergies dans le scénario GAZ+.

Selon le modèle POLES dans le scénario GAZ+, toute la consommation mondiale d'énergie et l'approvisionnement total d'énergie sont en forte augmentation. L'approvisionnement total en énergie primaire en 2015 atteignait l'équivalent de 13 807 millions de tonnes équivalent-pétrole (Mtoe), il atteindrait 21 762 Mtoe en 2050 (voir la figure 5.6), soit une croissance annuelle de 1,74%. Cette tendance provient des pays non-OCDE, tandis que dans les pays OCDE, la demande d'énergies est globalement stabilisée.

Figure 5. 6 : *Approvisionnement total en énergie primaire mondiale.*



NB : l'électricité renouvelable est comptabilisée en équivalence à la consommation (0,086 toe/kWh)

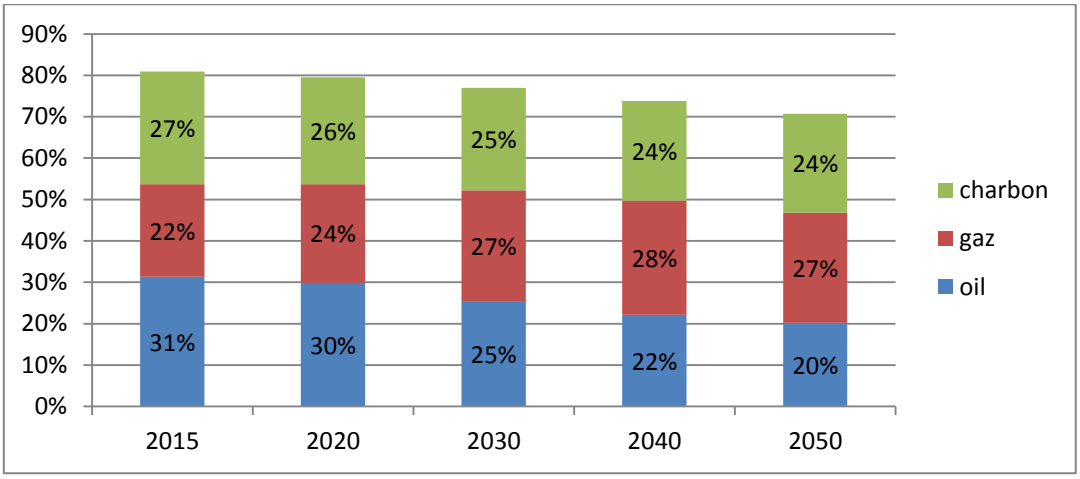
Source : modèle POLES

Dans ce scénario, en raison de l'absence des hypothèses de politique climatique, la consommation d'énergies fossiles augmente encore rapidement. Parmi les approvisionnements en énergie primaire, les énergies fossiles restent les principales ressources. Jusqu'à 2050, les énergies fossiles dominent encore le mix énergétique avec plus de 70% de l'approvisionnement total mondial. Parmi les trois énergies fossiles, la consommation de gaz naturel a une tendance à augmenter la plus rapide, de 2 706 Mtoe en 2010 à 5 798 Mtoe en 2050. Le charbon – une énergie très émettrice – augmente encore dans la période d'étude. La demande de charbon augmente de 3 477 Mtoe en 2010 à 5 194 Mtoe en 2050. La demande de pétrole est stable, de 4 184 Mtoe en 2010, elle n'augmente qu'à 4 394 Mtoe en 2050.

En ce qui concerne le gaz naturel, l'augmentation de la demande de gaz sera la plus rapide par rapport aux autres énergies fossiles. Cette augmentation se concentre principalement dans les pays non-OCDE, la région d'Asie, tandis que la consommation de gaz dans les pays européens et les pays d'Amérique du nord a tendance à se stabiliser. Selon

le scénario GAZ+, le taux de croissance de la demande de gaz naturel serait de 1,89% dans la période de 2015 à 2050. En 2030, le gaz naturel dépassera le charbon et le pétrole pour devenir la première énergie dans le mix énergétique mondial, cette position est confortée en 2050.

Figure 5. 7 : Répartition de l'approvisionnement mondial des énergies fossiles dans le scénario GAZ+



Source : modèle POLES

Au total, le développement des énergies fossiles à l'horizon 2050 est représenté dans la figure 5.7. On trouve que l'approvisionnement mondial des énergies fossiles en 2050 ne diminue que d'environ 10% par rapport à celui de 2015. Cependant, la part de chaque type d'énergie fossile change. À partir de 2030, le gaz naturel devient la première énergie dans le bilan énergétique et en 2050, le gaz naturel représente 27% de l'approvisionnement mondial d'énergie primaire. La part du charbon et du pétrole a tendance à diminuer, en particulier le pétrole. En 2050, le charbon et le pétrole occupent respectivement 24% et 20% de l'approvisionnement mondial d'énergie primaire.

La projection de la production de gaz dans le scénario GAZ+.

En termes de production, la production gazière mondiale augmente rapidement durant cette période, passant de 3 695 Gm^3 en 2015 à 6 991 Gm^3 en 2050, soit une croissance annuelle de 1,9 %. La production de gaz naturel sera d'abord du gaz conventionnel qui viendra du Moyen-Orient et de Russie. Dans ce scénario, il n'y a pas de politiques climatiques, ni de restrictions sur le développement du gaz de schiste. Après les États-Unis, le gaz de schiste se développe partout dans le monde dans les pays qui ont un grand potentiel comme la Chine, les pays d'Amérique latine, les pays d'Afrique. Par conséquent la contribution du gaz de schiste dans la production totale de gaz est assez élevée. Les résultats dans le scénario GAZ+ montrent que certains pays tels que la Chine, l'Argentine ont une augmentation sensible de la production de gaz de schiste, mais la principale production se concentre toujours aux États-Unis. Selon les simulations du modèle POLES dans le scénario

GAZ+, la contribution du gaz de schiste dans la production mondiale de gaz naturel est de 13,4%, 15,9% et 20% respectivement en 2030, 2040, 2050 (voir le tableau 5.10).

Tableau 5. 10 : Production totale de gaz naturel et production de gaz de schiste dans le scénario GAZ+ (*Gm*^{3})

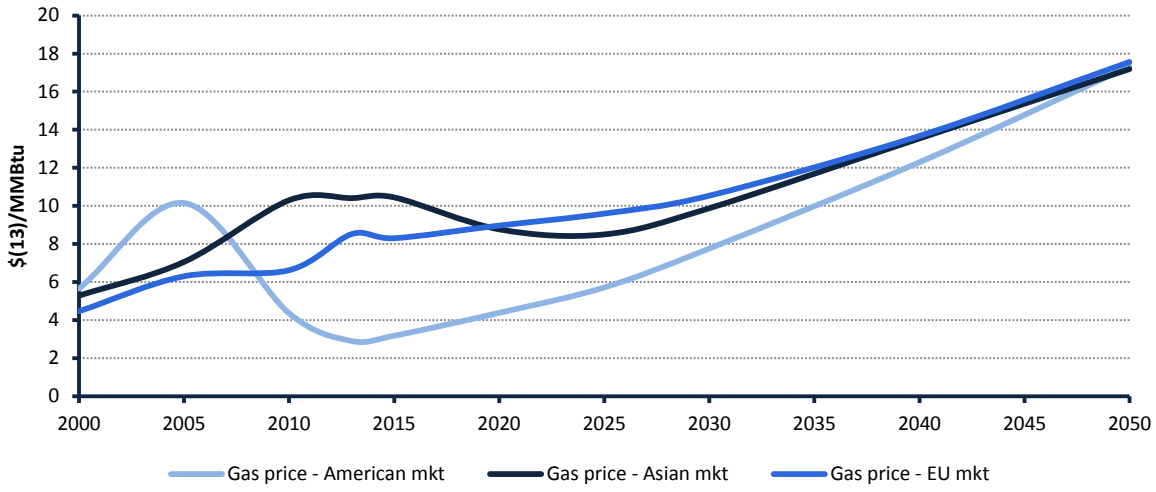
Production totale du gaz	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2040**	**2050**
Amérique du nord	764	934	1002	994	1 034	1 195	1 446
- États-Unis	604	759	782	757	776	879	1 062
Europe	293	255	235	228	195	155	144
- Europe -28	206	165	145	130	108	86	77
OCDE Pacifique - Océanie	57	91	116	146	169	205	263
Amérique Latine	215	238	280	289	332	400	483
Russie-CEI	821	840	927	1 095	1 240	1 469	1 499
Chine	95	150	212	374	621	936	762
Inde	51	65	56	51	47	38	31
Autre Asie	183	233	268	264	251	196	150
Moyen orient	468	602	810	1 110	1 370	1 618	1 523
Afrique	213	251	328	416	497	610	689
Monde	3 161	3 659	4 234	4 967	5 755	6 823	6 991
Production du gaz de schiste	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2040**	**2050**
Amérique du nord	158	455	465	475	512	636	800
- États-Unis	158	358	465	475	512	626	788
Amérique Latine	0	1	21	55	120	170	233
Chine	0	0	12	33	103	180	218
Monde	158	457	501	582	777	1 082	1 398
Contribution des shale gaz en %	5%	12%	12%	12%	13%	16%	20%

Source : modèle POLES

L'évolution du prix du gaz dans le scénario GAZ+

La dynamique des prix internationaux résulte dans le modèle de l'évolution de la demande, de l'offre et des échanges internationaux. L'évolution du prix du gaz dans les principaux marchés est représentée dans la figure 5.8. Les prix du gaz naturel ont tendance à augmenter pour les trois marchés régionaux. Mais l'écart des prix du gaz entre les trois principaux marchés se réduit de plus en plus, les prix estimés du gaz naturel dans les trois marchés augmenteront à plus de 17$/MMBtu en 2050.

Figure 5. 8 : L'évolution du prix du gaz naturel dans le scénario GAZ+



Source : modèle POLES

Sur le marché asiatique, le prix du gaz diminuerait de façon modérée dans la période 2015-2025. En raison de la révolution du gaz de schiste aux États-Unis, les exportateurs gaziers traditionnels doivent chercher de nouveaux marchés et les États-Unis vont devenir un exportateur potentiel. Donc une quantité importante de gaz sera mise sur le marché asiatique. Sur le marché d'Amérique du Nord, malgré le prix du gaz naturel très faible dans les années récentes en raison de la révolution du gaz de schiste, le prix augmenterait rapidement à partir de 2020. A terme, les prix du gaz dans les trois marchés seront convergents.

5.2.4.2. Les scénarios GAZ+ avec contrainte climatique

Les scénarios GAZ+ avec contrainte climatique sont basés sur les mêmes données exogènes que le scénario GAZ+. Cependant, dans ces scénarios, nous ajoutons les hypothèses spécifiques liés aux limitations des émissions que nous avons présentées auparavant. Ces hypothèses influenceront la dynamique du marché des énergies en général, le marché du gaz en particulier. Selon de niveau des hypothèses, nous définissons donc deux scénarios, un scénario avec politique climatique faible (GAZ+ 4°C) et l'autre avec politique climatique très contraignante (GAZ+ 2°C). Dans cette section, nous présentons les principales tendances des scénarios GAZ+ 4°C et GAZ+ 2°C par rapport au scénario GAZ+.

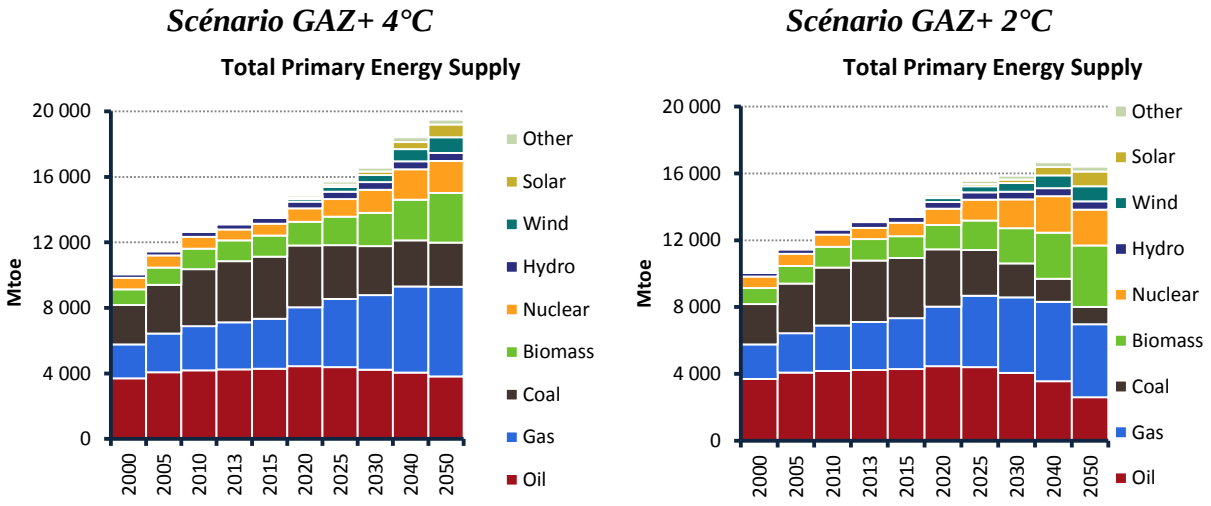
La montée du gaz naturel dans l'approvisionnement énergétique mondial

Dans ces scénarios, la consommation d'énergie dans le monde continuera à augmenter au cours de la période de prévision. Cependant, par rapport au scénario GAZ+, le taux de croissance de la demande d'énergie est plus faible en raison de l'application d'hypothèses de politique climatique. Par la mise en œuvre des contraintes d'émission, la consommation totale de l'énergie serait réduite, en particulier dans le scénario GAZ+ 2°C. La demande totale d'énergie primaire dans ce scénario en 2050 n'est que de 16 408 Mtoe contre 19 497 Mtoe

dans scénario GAZ+ 4°C et 21 762 Mtoe dans scénario GAZ+ (voir les figures 5.6 et 5.9). Donc, l'impact de la politique climatique a réduit de 10% la demande totale d'énergie dans le scénario GAZ+ 4°C, et réduit de 25% la demande totale dans le scénario GAZ+ 2°C par rapport au scénario GAZ+ (voir le tableau 5.11 au-dessous).

Dans le scénario GAZ+ 4°C, malgré la diminution du taux de croissance de la demande d'énergies par rapport au scénario GAZ+, la demande totale d'énergie augmente assez rapidement en raison des politiques climatiques faibles, le taux de croissance moyen annuel dans la période de 2015 à 2050 sera de 1,7% par an. Dans le cas de politiques climatiques contraignantes – scénario GAZ+ 2°C – l'approvisionnement total mondial en énergie primaire augmenterait, mais le taux de croissance moyen annuel ne serait que de 0,54% par an. L'augmentation de l'approvisionnement provient des énergies renouvelables et de l'énergie nucléaire (voir la figure 5.9 ci-dessous). En 2015, l'approvisionnement total en énergie nucléaire et en énergies renouvelables représente environ 19% de l'approvisionnement mondial total en énergie primaire; ce chiffre augmentera à près de 40% en 2050 dans le scénario GAZ+ 4°C et à plus de 50% dans le scénario GAZ+ 2°C, alors que ce chiffre dans le scénario GAZ+ est seulement de 29% en 2050.

Figure 5. 9 : L'approvisionnement total en énergie primaire mondiale dans les scénarios POLES- GAZ+

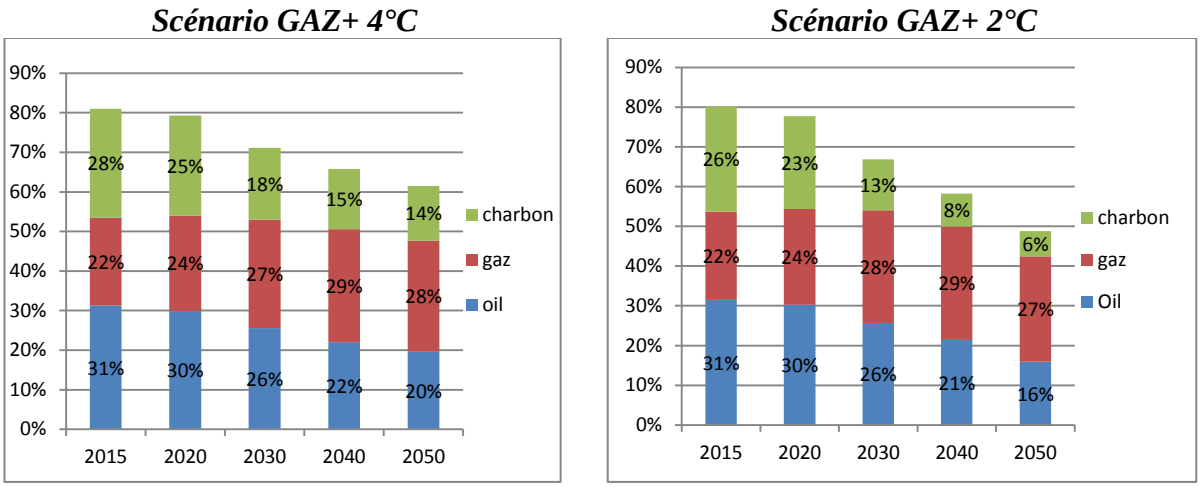


NB : l'électricité renouvelable est comptabilisée en équivalence à la consommation (0,086 toe/kWh)

Source : modèle POLES

Avec l'introduction d'une valeur du carbone, notamment la valeur du carbone dans le scénario GAZ+ 2°C, après 2025, la demande de charbon et de pétrole commence à diminuer rapidement, en particulier le charbon, pour réaliser l'objectif d'un niveau d'émission mondial de moins de 1 250 GtCO2 en 2050. Le charbon et le pétrole sont remplacés par des énergies propres telles que le gaz naturel, le nucléaire, les énergies renouvelables.

Figure 5. 10 : La répartition de l'approvisionnement mondial des énergies fossiles dans les scénarios POLES -GAZ+ (%)



Source : modèle POLES

La figure 5.10 ci-dessus représente la répartition des énergies fossiles dans l'approvisionnement mondial dans les scénarios avec contrainte d'émission. La consommation d'énergies fossiles a diminué nettement par rapport au scénario GAZ+, en particulier dans le scénario GAZ+2°C. Cette diminution provient principalement de l'utilisation limitée des ressources en énergie d'émission élevée. Dans le scénario GAZ+ 4°C, la part du charbon dans le mix énergétique diminue de 28% en 2015 à 14% en 2050. Alors que dans le scénario GAZ+ 2°C, la part du charbon ne représente que 6% en 2050. La proportion du pétrole dans le mix énergétique mondial a également tendance à diminuer fortement. Le pétrole était la première énergie primaire en 2015 avec 31% du total de l'approvisionnement en énergies primaires, mais ce chiffre diminue à 20% et 16% respectivement dans le scénario GAZ+ 4°C et GAZ+ 2°C.

Contrairement aux cas du pétrole et du charbon, l'impact de la politique climatique sur la consommation totale de gaz naturel reste limité. Comme nous l'avons abordé auparavant, le gaz naturel est une énergie fossile mais il est plus propre que le charbon et le pétrole. En plus, avec l'hypothèse selon laquelle le gaz joue un rôle important dans la politique de transition énergétique, la demande de gaz naturel reste encore forte. Par conséquent, dans les scénarios GAZ+, la part du gaz naturel dans le mix énergétique mondial demeure stable autour de 28% et elle dépasse encore plus rapidement celle charbon et du pétrole.

Bien que le volume de consommation du gaz naturel dans les scénarios avec contrainte d'émission diminue par rapport au scénario GAZ+, la demande de gaz continuera à augmenter. Dans le long terme, l'impact de la politique de contrainte d'émission dans le scénario GAZ+ 4°C réduit de seulement de 6% la demande de gaz par rapport au scénario GAZ+, tandis que le taux de baisse des énergies fossiles dans ce scénario est de 22% (voir le tableau 5.11 ci-dessous).

Dans le scénario GAZ+ 2°C, avec une politique climatique plus contraignante, l'objectif de réduction des émissions mondiales à moins de 1 250Gt CO2, l'utilisation d'énergie fossile est de plus en plus restreinte. En raison de l'augmentation rapide de la valeur du carbone, la consommation des énergies fossiles, en particulier de charbon, diminuera rapidement après 2020. Inversement, le taux de croissance des énergies qui émettent faiblement ou n'émettent pas de gaz à effet de serre comme le nucléaire, la biomasse, l'éolien, le solaire sera très fort. Dans ce scénario, le taux de croissance du gaz naturel est plus faible que dans le scénario GAZ+ 4°C et le scénario GAZ+, environ 1% par an. La consommation du gaz dans ce scénario diminue de 25% par rapport au scénario GAZ+, mais le gaz naturel occupe toujours une place importante dans le mix énergétique. La demande de gaz dans ce scénario atteindra un pic en 2040, ensuite elle commencera à diminuer. Cependant, en 2050, sa part dans l'approvisionnement total d'énergie primaire restera de 27%, la plus grande des ressources énergétiques (voir le tableau 5.11 ci-dessous). La diminution de la consommation de gaz entraîne cependant une réduction rapide de la production de gaz non-conventionnel, en particulier le gaz de schiste (voir les analyses suivantes).

Par rapport aux scenarios de l'AIE, les résultats des scénarios de POLES montrent la différence sur la structure de mix énergétique et le rôle du gaz dans l'approvisionnement total d'énergie du monde, en particulier dans les scénarios avec contraintes de politique climatique. Le rôle du gaz sera plus important dans les scénarios POLES. Selon les scénarios POLES, en 2040, le gaz représentera 28% du total de l'approvisionnement en énergies primaires, et plus de 29% dans les scénarios GAZ+. Alors que dans le scénario WEO-2015 de l'AIE, ce chiffre sera de 26%. Dans le scénario GAS-2011, selon l'estimation de l'AIE, le gaz représentera environ 25% de l'approvisionnement mondial total en énergies primaires, tandis que selon les scénarios POLES, ce chiffre sera de plus de 27% en 2030.

L'évolution de la production de gaz naturel

- ***L'augmentation rapide de la production de gaz mondiale***

Dans les scénarios GAZ+ avec contrainte d'émission, l'augmentation de la demande de gaz naturel dans le monde conduit à la croissance rapide de la production, bien que cette croissance soit inférieure à celle du scénario GAZ+. Le commerce du gaz dans le monde se développera également rapidement pour répondre à la demande croissante. La figure 5.11 présente la variation de production du gaz naturel dans le monde sur la période étudiée des scénarios POLES. Selon les scénarios dans le modèle POLES, la production de gaz augmenterait rapidement jusqu'à 2040, après le taux de croissance commencera à ralentir (GAZ+ et GAZ+ 4°C) ou à diminuer (GAZ+ 2°C).

Tableau 5. 11 : Les changements d'approvisionnement d'énergie dans les scénarios

	2015	2020	2030	2040	2050
Approvisionnement total d'énergie (Mtoe)					
GAZ+	13 711	14 955	18 054	20 474	21 762
GAZ+ 4°C	13 721	14 877	16 551	18 407	19 497
GAZ+ 2°C	13 725	14 748	15 868	16 662	16 408
AIE-WEO 2015		14 743	16 349	17 934	
Énergie fossile (Mtoe)					
GAZ+	11 099	11 892	13 896	15 111	15 386
GAZ+ 4°C	11 119	11 801	11 767	12 117	11 993
GAZ+ 2°C	11 124	11 460	10 608	9 697	8 012
AIE- WEO 2015		11 672	12 522	13 388	
Gaz (Mtoe)					
GAZ+	3 064	3 560	4 828	5 655	5 798
GAZ+ 4°C	3 043	3 586	4 536	5 256	5 473
GAZ+ 2°C	3 043	3 560	4 508	4 750	4 354
AIE-WEO 2015		4 461	4 612	4 735	
% énergie Fossile/total					
GAZ+	81%	80%	77%	74%	71%
GAZ+ 4°C	81%	79%	71%	66%	62%
GAZ+ 2°C	81%	78%	67%	58%	49%
AIE-WEO 2015		79%	77%	75%	
%Gaz/total					
GAZ+	22%	24%	27%	28%	27%
GAZ+ 4°C	22%	24%	27%	29%	28%
GAZ+ 2°C	22%	24%	28%	29%	27%
AIE-WEO 2015		30%	28%	26%	
Evolution de l'approvisionnement total (%)					
GAZ+ 4°c/GAZ+	100%	99%	92%	90%	90%
GAZ+ 2°c/GAZ+	100%	99%	88%	81%	75%
Evolution d'énergie Fossile (%)					
GAZ+ 4°c/GAZ+	100%	99%	85%	80%	78%
GAZ+ 2°c/GAZ+	100%	96%	76%	64%	52%
Evolution du Gaz (%)					
GAZ+ 4°c/GAZ+	99%	101%	94%	93%	94%
GAZ+ 2°c/GAZ+	99%	100%	93%	84%	75%

Source : d'après modèle POLES et AIE

Dans le cas d'une politique climatique faible, le taux de croissance de la production de gaz dans la période de 2015 à 2050 sera d'environ 1,7% par an. En 2010, la production mondiale totale de gaz était d'environ 3 200Gm^3, elle atteindrait environ 6 550 Gm^3 en 2050, soit une diminution de 6% par rapport au scénario GAZ+. Tandis que dans le cas d'une politique climatique contraignante, la production de gaz atteindra un pic en 2040 d'environ 5

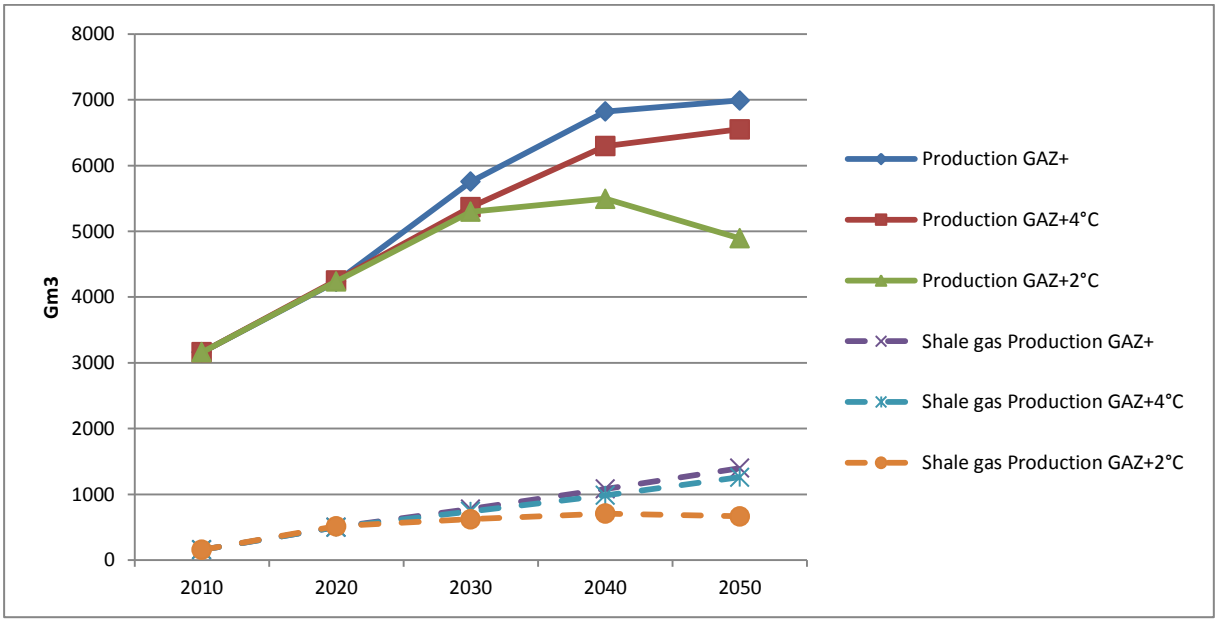
500 Gm^3. Après 2040, la production de gaz aura tendance à diminuer en raison du fort développement des énergies renouvelables et du déclin de la demande mondiale d'énergie. La production de gaz en 2050 diminue de 30% par rapport au scénario GAZ+.

- ***Moyen orient et CIS : les principaux producteurs et l'émergence de l'Amérique du Nord***

Dans les trois scénarios du modèle POLES, la production de gaz naturel sera d'abord celle du gaz conventionnel qui viendra des régions ou des pays traditionnels de production comme le Moyen Orient et la Russie. Ce sont également les principales régions d'exportation du gaz naturel dans le monde.

Selon les scénarios POLES, d'ici 2050, la production de gaz naturel des régions du Moyen Orient et de Russie-CIS a tendance à augmenter, même dans l'hypothèse d'une politique climatique contraignante. En 2010 la production de gaz du Moyen Orient et de Russie-CIS est de 470 Gm^3 et 830 Gm^3 respectivement. En 2050, la production de Russie-CIS augmenterait à près de 1 500 Gm^3 dans le scénario GAZ+, à plus de 1 400 Gm^3 dans le scénario GAZ+ 4°C et environ 1 000Gm^3 dans le GAZ+ 2°C. Ce chiffre pour la région Moyen Orient est environ de 1 500Gm^3 dans le scénario GAZ+ et le scénario GAZ+ 4°C, et environ 1 100Gm^3 dans le scénario GAZ+ 2°C.

Figure 5. 11 : Production du gaz dans les scénarios POLES.



Source : modèle POLES

La région Amérique du nord deviendra un producteur important dans l'avenir grâce au fort développement du gaz non-conventionnel, en particulier le développement du gaz de schiste aux États-Unis. Le développement du gaz de schiste conduira à l'augmentation de la production de gaz dans la région d'Amérique du nord. Selon les scénarios POLES, dans le cas d'absence de politique climatique, et sans contraintes liées au développement du gaz de

schiste (GAZ+), la production de gaz en Amérique du Nord augmente de 764 Gm^3 en 2010 à 1 400Gm^3 en 2050. Cependant, dans le scénario avec des hypothèses de politique climatique contraignante, le niveau de la consommation plus faible par rapport aux autres scénarios limitera le développement du gaz de schiste. Dans le scénario GAZ+ 2°C, la production de gaz de l'Amérique du nord ne dépassera guère plus de 700 Gm^3.

- ***Une contribution du gaz de schiste très différente selon les scénarios et les régions***

La contribution du gaz de schiste est très différente selon les scénarios. Avec les conditions plus favorables de production et de consommation du gaz, dans le scénario GAZ+, la production de gaz augmente rapidement et elle aurait une contribution appréciable dans la production totale de gaz mondiale. En 2050, la part du gaz de schiste représente environ 20% de la production totale de gaz, soit près de 1 400Gm^3. Cependant, une autre révolution du gaz de schiste de l'ampleur de celle des États-Unis ne se reproduira pas dans les autres régions ou pays dans le monde. Bien qu'il y ait de nombreux pays dans d'autres régions qui vont développer le gaz de schiste, la production restera encore centrée en Amérique du Nord, en particulier aux États-Unis, avec environ 800 Gm^3, soit près de 60% de la production totale.

Avec des politiques climatiques contraignantes, des conditions moins favorable telles que le coût de production du gaz de schiste plus élevé, le niveau de consommation de gaz faible, créent des restrictions sur le développement du gaz de schiste. Son développement reste limité en dehors des États-Unis. Selon les résultats des scénarios avec contrainte d'émission, à l'exception des États-Unis, la production de gaz de schiste n'apporte qu'une contribution limitée à la production mondiale. La production de gaz de schiste est encore concentrée principalement aux États-Unis, mais nous constatons également une diminution relative de la production de gaz de schiste aux Etat-Unis, en particulier dans le scénario GAZ+ 2°C.

Dans le scénario GAZ+ 4°C, la production de gaz de schiste est plus forte que dans le scénario GAZ+ 2°C. Dans ce scénario, les États-Unis maintiennent leur production à un niveau élevé qui représente environ les deux tiers de leur production gazière. En 2050, la production du gaz de schiste des États-Unis atteindra plus de 750 Gm^3 et représentera environ 60% de la production mondiale du gaz de schiste. Selon les résultats dans ce scénario, la contribution du gaz de schiste dans la production de gaz naturel mondiale en 2050 sera de 19%, soit 1 260Gm^3 (voir le tableau 5.12 ci-dessous).

Par contre, la production de gaz de schiste dans le scénario GAZ+ 2°C est très faible. Bien que les pays en dehors des États-Unis exploitent encore leurs ressources en gaz de schiste, la production de ces pays ne contribue pas beaucoup à la production totale de gaz de schiste. Par ailleurs, la production de gaz de schiste des États-Unis diminue nettement à horizon du terme de l'étude. En 2050, la production du gaz de schiste aux Etats–Unis restera d'environ 350 Gm^3, cependant les États-Unis dominent toujours la production de gaz de

schiste mondiale. Selon ce scénario, jusqu'à 2050 la production de gaz de schiste ne représentera qu'environ 14% du total de la production gazière mondiale (voir le tableau 5.12). La cause principale de la baisse de la production de gaz de schiste est la baisse de niveau de consommation de gaz naturel par rapport aux autres scénarios, en raison de la politique climatique contraignante. En 2050, la production mondiale de gaz de schiste dans le scénario GAZ+ 2°C n'atteindrait que 666 Gm^3 par rapport aux 1 400Gm^3 du scénario GAZ+ et 1 260Gm^3 dans le scénario GAZ+ 4°C (voir le tableau 5.12 ci-dessous).

Tableau 5. 12 : Évolution de la production de gaz de schiste dans le scénario POLES

La production de gaz mondiale (Gm^3)	**2015**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
GAZ+	3 659	4 234	5 755	6 823	6 991
GAZ+ 4°C	3 659	4 255	5 367	6 296	6 552
GAZ+ 2°C	3 659	4 240	5 297	5 495	4 893
AIE-GAS 2011	3 685	4 019	4 778		
AIE-WEO 2015		3 849	4 486	5 160	
La production de gaz de schiste (Gm^3)					
GAZ+	457	501	777	1082	1 398
GAZ+ 4°C	457	501	742	986	1 260
GAZ+ 2°C	457	515	621	707	666
AIE-WEO 2015		577	801	941	
% production gaz de schiste dans le monde					
GAZ+	12%	12%	13%	16%	20%
GAZ+ 4°C	12%	12%	14%	16%	19%
GAZ+ 2°C	12%	12%	12%	13%	14%
AIE-WEO 2015		15%	18%	18%	

Source : d'après modèle POLES et AIE

Par rapport aux scenarios de l'AIE, la production de gaz estimée dans les scénarios POLES est plus élevée. En 2015, la production de gaz était environ de 3 660 Gm^3 à 3 680 Gm^3 dans les différents les scénarios. La production augmentera à plus de 5 700 Gm^3dans le scénario GAZ+, et à environ 5 300 Gm^3 dans les scénarios GAZ+ en 2030. Alors que, dans le scénario de l'AIE de 2011, ce chiffre n'atteindrait que près de 4 800 Gm^3, et 4 500 Gm^3 dans le scénario AIE de 2015. L'augmentation de la production de gaz dans les scénarios POLES viendra du gaz conventionnel. Les gaz non-conventionnels augmenteront lentement dans les scénarios POLES, tandis que dans le scénario WEO-2015 de l'AIE, le gaz de schiste augmentera rapidement et représentera une part importante dans la production totale du gaz mondial. En 2020, le gaz de schiste représenterait 15% de la production totale dans le scénario WEO-2015, tandis que dans les scénarios POLES ce chiffre sera de 12%.

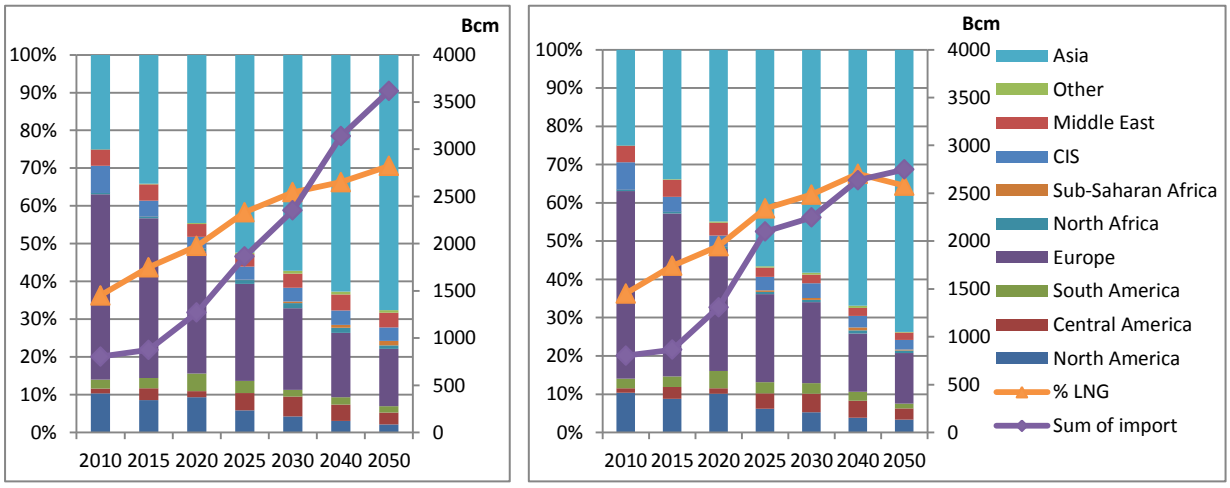
Le développement du commerce mondial du gaz naturel : la montée du GNL

Comme nous l'avons montré ci-dessus, la demande de gaz continuera à augmenter dans tous les scénarios. La demande et la production de gaz sont très différentes entres les pays ou régions. De plus, l'hypothèse de politique climatique, et l'hypothèse de rôle du gaz naturel dans la transition énergétique dans les scénarios influencera la demande future de gaz. Tous ces facteurs auront des impacts majeurs sur les échanges internationaux du gaz.

Selon les données dans le tableau 5.13, le volume mondial de gaz commercialisé augmentera rapidement dans tous les scénarios POLES. Selon les résultats du modèle, la quantité de gaz commercialisé dans le monde augmentera très fortement d'ici 2050. Une quantité quatre fois supérieure au niveau actuel dans le scénario GAZ+ et le scenario GAZ+ 4°C, et supérieure de plus de trois fois dans le scénario GAZ+ 2°C. De plus de 870 Gm^3 en 2015, le volume mondial total de gaz commercialisé atteindrait plus de 3 600 Gm^3 en 2050 dans le scénario GAZ+ et encore près de 2 800 Gm^3 dans le scénario GAZ+ 2°C. La demande d'importation du gaz sera de plus en plus élevée, celle-ci est représentée par la proportion de gaz commercialisé sur la production totale de gaz dans chaque scénario. En 2015, l'échange du gaz international ne représentait que 25% de la production totale du gaz. En 2050, ce chiffre sera de plus de 50% dans le scénario GAZ+ et GAZ+ 4°C, tandis que dans le scénario GAZ+ 2°C cette proportion sera de 60% (voir le tableau 5.13ci-dessous). Ces trajectoires montrent que la demande d'importation de gaz dans ces scénarios est très forte. En observant la figure 5.12 ci-dessous, nous pouvons voir que les importations de gaz dans les principaux marchés comme l'Europe et l'Amérique du nord auront tendance à diminuer, alors que l'importation de gaz en Asie croîtra très rapidement.

Figure 5. 12 : Importations mondiales de gaz naturel dans les scénarios POLES

Scénario GAZ+ ***Scénario GAZ+ 2°C***



Source : modèle POLES

En termes d'exportation du gaz, la région Moyen-Orient et la CIS resteraient les principaux exportateurs de gaz naturel. Le rôle de ces régions dans le commerce mondial du

gaz continuera d'être confirmé dans tous les scénarios, en particulier le scénario GAZ+ 2°C. En 2010, la quantité totale de gaz exporté des régions Moyen Orient et CIS représentait 43% du volume des exportations mondiales ; en 2050 cette proportion s'élèvera à plus de 61% dans le scénario GAZ+ 2°C, tandis que dans les scénarios GAZ+ et GAZ+ 4°C ce chiffe serait supérieur à 54% et 58% respectivement.

En plus, la région Amérique du Nord deviendra un exportateur important dans l'avenir grâce au fort développement du gaz de schiste, en particulier les États-Unis. Le développement du gaz de schiste conduira à l'augmentation de la production du gaz dans la région d'Amérique du nord. Le surplus de gaz dans cette région permettra une exportation du gaz dans l'avenir. La quantité de gaz exporté de cette région augmentera rapidement. De 75 Gm^3 en 2010, le volume exporté atteindrait près de 720 Gm^3 en 2050 dans le scénario GAZ+, plus de 650 Gm^3 selon scénario GAZ+ 4°C, mais seulement 280 Gm^3 selon le scénario GAZ+ 2°C. La proportion du gaz exporté de la région Amérique du nord en 2050 atteindra plus de 11% dans le scénario GAZ+ 4°C et plus de 10% dans le scénario GAZ+ 2°C. L'Amérique du nord exportera principalement sous forme de GNL et l'importateur principal sera l'Asie.

Tableau 5. 13 : Évolution de commerce du gaz naturel dans les scénarios POLES

	2015	2020	2030	2040	2050
La production de gaz mondiale					
GAZ+	3 659	4 234	5 755	6 823	6 991
GAZ+ 4°C	3 659	4 255	5 367	6 296	6 552
GAZ+ 2°C	3 659	4 240	5 297	5 495	4 893
Total gaz commercialisé					
GAZ+	874	1 269	2 352	3 138	3 615
GAZ+ 4°C	874	1 308	2 188	2 895	3 501
GAZ+ 2°C	874	1 307	2 246	2 835	2 949
GNL commercialisé					
GAZ+	382	626	1 496	2 080	2 552
GAZ+ 4°C	382	658	1 398	1 932	2 437
GAZ+ 2°C	382	636	1 396	1 780	1 772
% Gaz commercialisé/Production total					
GAZ+	24%	30%	41%	46%	52%
GAZ+ 4°C	24%	31%	41%	46%	53%
GAZ+ 2°C	24%	31%	42%	52%	60%
% GNL commercialisé/Gaz commercialisé					
GAZ+	44%	49%	64%	66%	71%
GAZ+ 4°C	44%	50%	64%	67%	70%
GAZ+ 2°C	44%	49%	62%	63%	60%

Source : modèle POLES

Les importations de gaz dans les scénarios augmenteront rapidement, en particulier l'importation de gaz naturel sous la forme de GNL. La part des échanges sous forme de GNL

contribuera fortement au développement des échanges internationaux de gaz. Les approvisionnements en GNL satisferont la demande dans les pays ou les régions où la demande de gaz naturel est élevée comme l'Asie. En plus, le développement des échanges internationaux de GNL conduira progressivement à une convergence des prix entre les marchés sur le long terme. En 2015, la proportion de GNL dans le commerce du gaz mondial représentait seulement environ 44%, alors que ce taux atteindrait plus de 70% en 2050 dans les scénarios GAZ+ et GAZ+ 4°C et 60% dans le scénario GAZ+ 2°C (voir le tableau 5.13 ci-dessus).

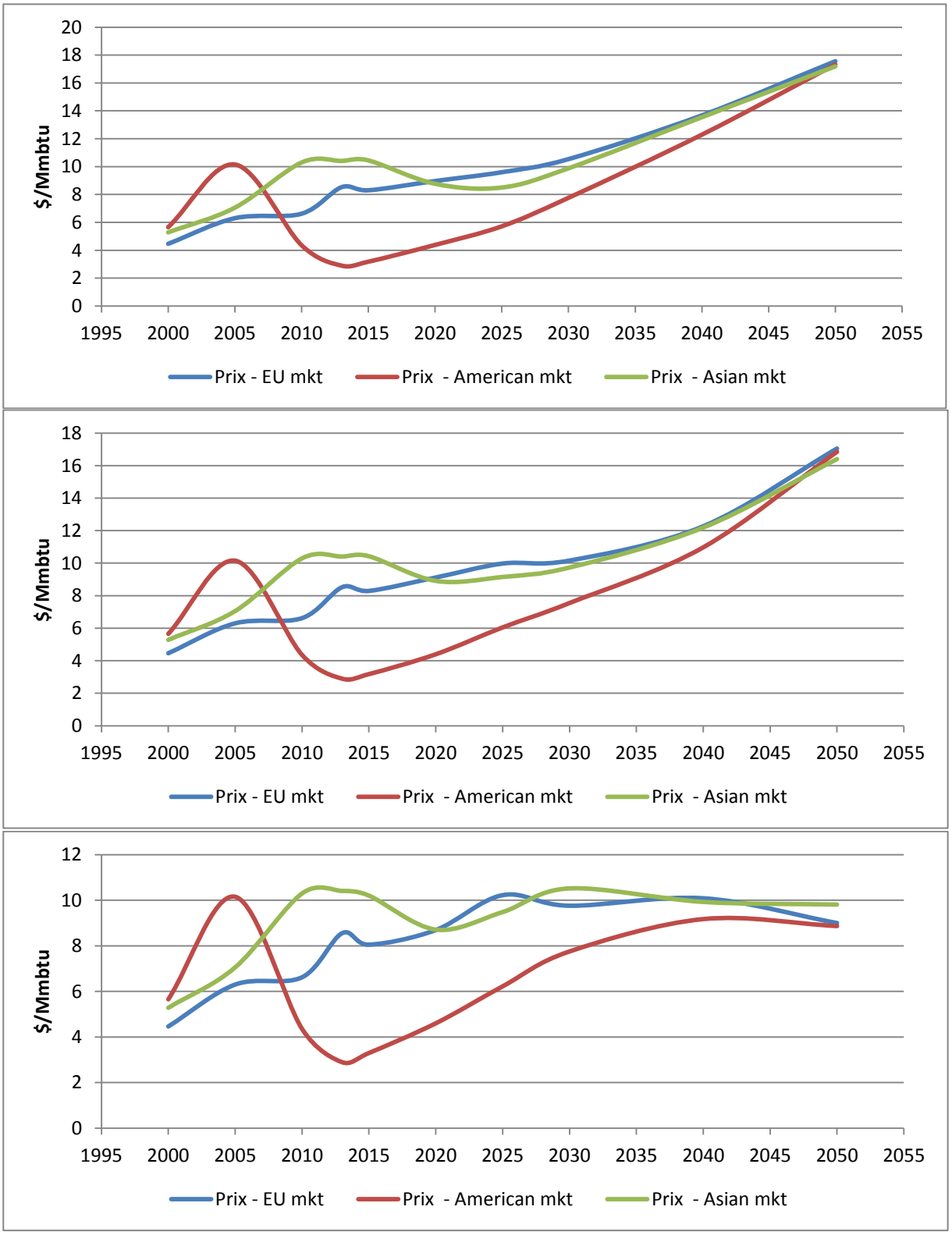
Les tendances des prix du gaz dans les scénarios POLES

Rappelons que, à la différence du marché du pétrole, le marché international du gaz naturel mondial se divise en trois marchés régionalisés, comprenant le marché américain, le marché européen et le marché asiatique. Les prix du gaz naturel dans ces marchés sont très différents. L'évolution des prix du gaz naturel sur les différents marchés sont déterminés dans le modèle par les différentes variables d'offre de demande ou de contrainte de politique climatique. Les niveaux de la demande en gaz naturel vont jouer un rôle déterminant dans les tendances des prix du gaz pour les différents marchés dans les différents scénarios. Les trajectoires du prix du gaz naturel sur les différents marchés sont très différentes dans les trois scénarios de POLES. Ceci révèle que les grandes tendances d'évolution des prix du gaz dans l'avenir dépendront fortement des hypothèses des scénarios. Les graphiques ci-dessous reprennent l'ensemble des trajectoires des prix pour les trois marchés principaux dans le monde dans les scénarios GAZ+ 4°C et GAZ+ 2°C.

- ***Les différentes tendances de prix sont majoritairement déterminées par l'hypothèse de politique climatique***

À partir de la figure 5.13, nous pouvons voir que parmi les hypothèses dans les scénarios, les hypothèses de politique climatique influencent directement et déterminent les tendances de prix du gaz dans l'avenir. Les prix du gaz sur les trois marchés dans le scénario GAZ+ et le scénario de politique climatique faible (GAZ+ 4°C) ont une tendance haussière à long terme alors que les prix n'augmentent pas à long terme dans le scénario de politique climatique contraignante (GAZ+ 2°C). Ceci s'explique par le fait que la politique climatique influence largement le niveau de la demande d'énergie en général, de la demande de gaz naturel et de l'importation de gaz en particulier sur les différents marchés. Les niveaux de la demande en gaz naturel et les niveaux d'importation joueront un rôle déterminant dans les tendances des prix du gaz sur les différents marchés dans les scénarios.

Figure 5. 13 : Les trajectoires des prix du gaz dans les trois scénarios POLES



Source : modèle POLES

Dans le scénario GAZ+ et le scénario de politique climatique peu contraignante, la demande de gaz naturel augmente fortement partout dans le monde (sauf dans la région Amérique du Nord), en particulier en Asie. Tandis que la production domestique ne répond

pas à la demande, les régions doivent s'appuyer sur l'importation de gaz. À l'exception de l'Amérique du Nord, en raison de la révolution de gaz de schiste aux États-Unis, l'importation de gaz augmente dans toutes les régions. L'Europe renforcera ses importations jusqu'en 2040, alors que l'importation de l'Asie augmentera très fortement à horizon de l'étude. Selon ces scénarios, le prix du gaz dans les marchés asiatique et européen ont une tendance à diminuer légèrement en raison du choc du prix du pétrole après 2015 (compte tenu d'une indexation des prix du gaz sur ceux du pétrole dans les contrats de long terme) jusqu'à 2020, ensuite les prix du gaz augmentent rapidement.

- ***Une tendance à la convergence des prix sur les trois marchés régionaux***

Un point important que nous pouvons voir dans les trois scénarios POLES est une tendance à la convergence dans long terme des prix entre les marchés du gaz dans le monde (voir la figure 5.13). Alors que le prix dans le marché d'Amérique du Nord a un rythme de croissance rapide, les prix du gaz évolueront lentement sur les marchés asiatique et européen. Ceci rend l'écart de prix entres les trois marché de plus en plus faible. Cette convergence s'explique par le développement du commerce international de GNL.

Jusqu'à 2015, les prix du gaz dans les différents marchés du monde étaient très différents. L'écart de prix entre les marchés était très large. Le prix du gaz en Asie était trois fois supérieur, par moment quatre fois au prix en Amérique du Nord, le prix du gaz en Europe était deux fois plus élevé qu'aux États-Unis. Cependant, dans les scénarios GAZ+, la demande de gaz dans le monde sera forte. L'Asie et l'Europe seront donc de plus en plus dépendantes de l'importation.

Alors même que la production de gaz naturel des principaux producteurs dans le monde continuera à augmenter, le marché du gaz international fera apparaître des exportateurs émergents tels que l'Australie, l'Iran. Et aussi la révolution du gaz de schiste aux États-Unis conduira à un surplus d'offre de gaz sur le marché mondial. Les exportateurs traditionnels doivent déplacer l'exportation du gaz vers d'autres régions. De même, les États-Unis deviendront un exportateur de gaz dans l'avenir. Donc, il y aura des changements forts du commerce du gaz dans le monde, en particulier l'échange international par GNL. Ces facteurs expliquent conjointement une convergence des prix du gaz entre les marchés régionaux à long terme.

5.3. Une analyse du rôle potentiel du gaz dans la transition vers les bas niveaux de carbone en Asie.

Comme nous l'avons montré dans la première partie de ce chapitre, le potentiel de développement du gaz dans le mix énergétique de l'Asie est très fort. L'Asie est le principal moteur de la croissance mondiale du gaz. En particulier, dans les scénarios GAZ+, l'Asie connaît de forts changements dans la structure de son mix énergétique. À côte du développement rapide des énergies renouvelables, de l'énergie nucléaire, l'augmentation

rapide de la consommation du gaz sera un facteur important dans le processus de transition énergétique, en particulier dans le cas d'une forte contrainte d'émission. L'Asie sera le marché central mondial du gaz naturel. Dans cette section, basée sur les résultats des scénarios de POLES, nous allons montrer le rôle du gaz dans la transition vers les bas niveaux de carbone en Asie.

5.3.1. L'augmentation rapide de la demande de gaz, en particulier en Chine.

Comme nous l'avons présenté auparavant, les pays d'Asie, en particulier la Chine, font face à de graves problèmes liés à l'environnement local et au changement climatique, en particulier la pollution de l'air dans les villes et les émissions de gaz à effet de serre. Les gouvernements asiatiques, en particulier le gouvernement chinois ont mis en place des politiques pour améliorer l'environnement et limiter les émissions de gaz à effet de serre. Un des choix est d'augmenter l'utilisation du gaz pour remplacer le charbon et le pétrole dans plusieurs secteurs, en particulier celui de la production de l'électricité.

En général, dans tous les scénarios, la demande de l'Asie va croître rapidement. Le taux de croissance de la demande de gaz asiatique est plus élevé que celui des autres régions du monde. Si la croissance de la demande mondiale de gaz dans le scénario GAZ+ est de 1,88% par an, dans la région asiatique, ce taux sera de l'ordre de 5%/an dans tous les scénarios. Ce taux de croissance est équivalent au niveau de la croissance du gaz en Asie dans le scénario Golden Age of Gas en 2011 de l'AIE (scénario GAS-2011), et plus élevé que d'autres scénarios (voire le tableau 5.14).

Tableau 5. 14 : Taux de croissance de la demande de gaz dans les scénarios

	World	Asia	China
GAS 2011	1,80%	4,90%	7,70%
WEO 2011	1,70%	4,30%	6,70%
WEO 2015	1,40%	3,60%	4,70%
GAZ+ 2°C	1,10%	4,82%	6,99%
GAZ+ 4°C	1,74%	4,90%	5,99%
GAZ+	1,89%	5,01%	5,83%

Source : auteur, d'après les données des scénarios

Pour réaliser la réduction des émissions, la consommation de gaz en Asie dans les scénarios POLES est plus forte que dans les scénarios de l'AIE. Le tableau 5.15 ci-dessous présente l'évolution de la demande du gaz en Asie et sa part entre les scénarios POLES et les scénarios d'AIE. En 2030, la part du gaz de l'Asie s'élève à 27% de la demande du gaz mondiale, alors que sa part dans les scénarios POLES dépasse 37%, avec un maximum de 42% dans le scénario GAZ+ 2°C. En 2040, la demande de gaz serait d'environ 1 277 Mtoe, soit 28% de la demande de gaz mondiale totale selon le scénario de AIE en 2015 (IEA WEO-2015). Tandis que dans les scénarios POLES, la part de la demande de gaz serait deux fois

plus importante que dans l'estimation de l'AIE (voir le tableau 5.15) : 43%, 45% et 52% de la demande totale respectivement dans les scénarios GAZ+, GAZ+ 4°C et GAZ+ 2°C. En 2050, la demande de gaz en Asie occuperait environ 48% de la demande mondiale dans le scénario GAZ+ et GAZ+ 4°C, et atteindrait 57% dans le scénario GAZ+ 2°C.

Tableau 5. 15 : Demande de gaz en Asie et sa part dans les scénarios (Mtoe)

	2020	2030	2040	2050
AIE-GAS 2011	764	1 054	-	-
% gaz d'Asie dans AIE 2011-GAS	23%	27%	-	-
AIE-WEO 2015	774	1 035	1 277	-
% gaz d'Asie dans AIE 2015	22%	26%	28%	-
GAZ+	833	1 769	2 444	2 724
% gaz d'Asie dans GAZ+	23%	37%	43%	47%
GAZ+ 4°C	869	1 730	2 347	2 622
% gaz d'Asie dans GAZ+ 4°C	24%	38%	45%	48%
GAZ+ 2°C	846	1 895	2 446	2 477
% gaz d'Asie dans GAZ+ 2°C	24%	42%	52%	57%

Source : l'auteur, d'après les données des scénarios

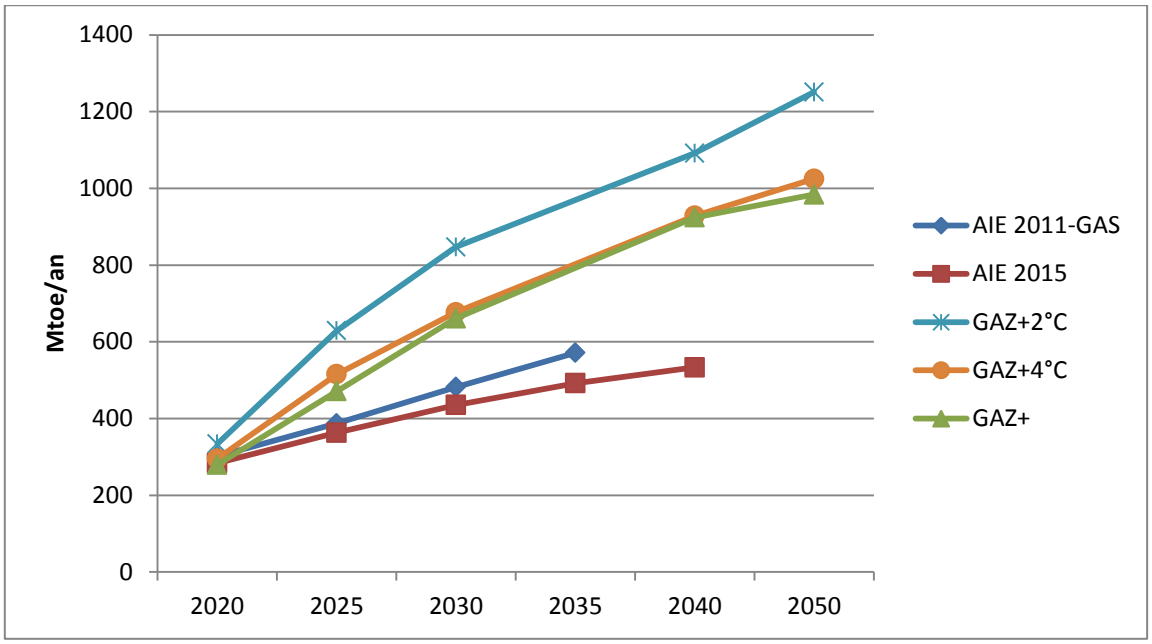
- **Le rôle de la Chine**

Comme nous l'avons présenté auparavant, la demande d'énergie de la Chine continuera à augmenter très rapidement dans l'avenir. La consommation excessive d'énergies fossiles, en particulier le charbon dans le secteur électrique, a fait de la Chine, depuis 2005, le plus grand émetteur mondial de CO2, devant les États-Unis. Cependant, la Chine est confrontée à un problème grave de pollution, en particulier dans les grandes villes. Donc, les politiques climatique et énergétique de la Chine se concentreront sur la réduction des émissions, et des niveaux de pollution. Une transition énergétique vers un système énergétique décarboné apparait indispensable. Le remplacement du charbon par le gaz naturel dans beaucoup de secteurs, en particulier dans le domaine de l'électricité, est déjà un choix du gouvernement chinois. Par conséquent, la demande de gaz naturel de la Chine sera dominante en Asie.

Selon les résultats des scénarios POLES, la demande de gaz naturel chinoise va augmenter très vite, en particulier dans le scénario GAZ+ 2° C, avec un taux de croissance d'environ 7% par an (voir tableau 5.14 ci-dessus). Nous constatons que le taux de croissance du gaz naturel dans le monde et en Asie a tendance à diminuer quand la politique climatique devient de plus en plus contraignante. Par contre, ce taux a tendance à augmenter dans le cas de la Chine. Ceci s'explique par le fait que pour mettre en œuvre ses objectifs de réduction des émissions, la Chine doit intensifier massivement l'utilisation du gaz. L'augmentation de la demande de gaz chinoise non seulement influencera le marché du gaz asiatique mais encore le

marché du gaz international. La figure 5.14 ci-dessous présente le changement de la demande du gaz en Chine.

Figure 5. 14 : Comparaison de la demande du gaz de la Chine selon les différents scénarios étudiés



Source : auteur, d'après les données des scénarios

Selon les résultats des scénarios POLES, la demande de gaz naturel chinoise va donc augmenter beaucoup plus vite que dans les scénarios de l'AIE. Dans ces scénarios, la demande de la Chine en 2020 sera environ de 280 Mtoe dans le scénario New Policy en 2015, et 300 Mtoe dans le scénario Golden Age of Gas en 2011. En 2035, ce chiffre atteindra 571 Mtoe selon le scénario GAS-2011, et atteindra 533 Mtoe en 2040 selon le scénario AIE en 2015. Alors que dans les scénarios POLES, la demande de gaz augmenterait rapidement après 2020, en particulier dans le scénario GAZ+ 2°C (voir la figure 5.14 ci-dessus). En 2040, la demande de la Chine sera de 900-1 000 Mtoe selon les scénarios, soit une augmentation de près de deux fois par rapport au scénario AIE-2015. En 2015, la demande sera de 1 250 Mtoe dans le scénario GAZ+ 2°C et d'environ 1 000 Mtoe dans les scénarios GAZ+ 4°C et GAZ+.

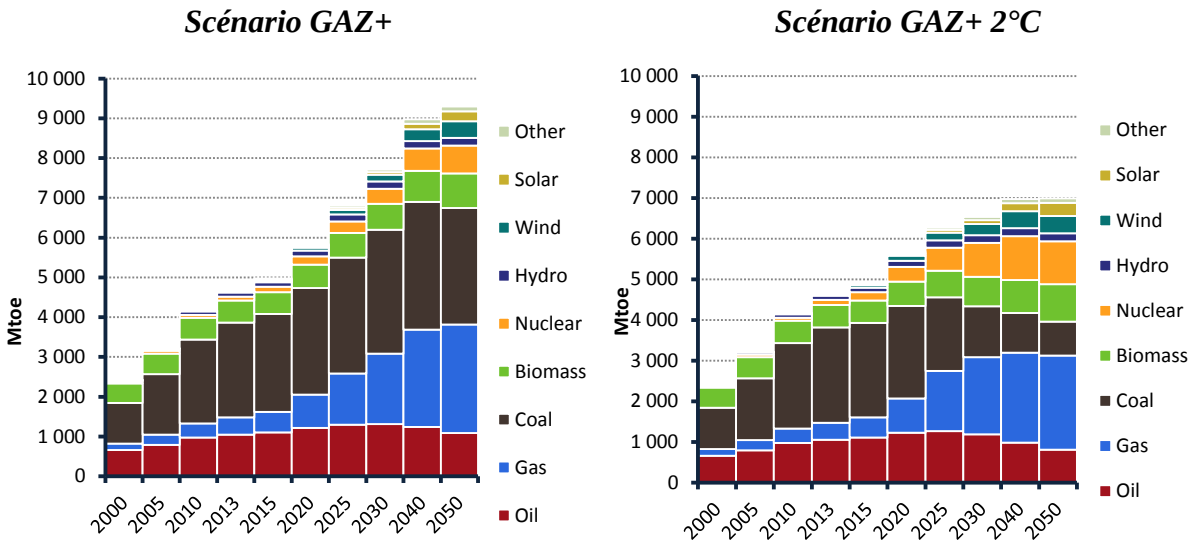
5.3.2. Le déplacement fort de la demande d'énergie asiatique avec un rôle très important du gaz naturel dans le mix énergétique.

Dans les régions ou pays qui ont atteint un niveau de stabilité de la demande d'énergie, la transition énergétique se produira par la réduction des consommations et l'élimination des énergies fossiles au profit du déploiement des énergies renouvelables. Pour les pays en voie de développement, la demande d'énergie est encore en forte croissance. Pour assurer la sécurité de l'énergie, ils doivent gérer la contribution des différentes sources d'énergie y compris des énergies fossiles, énergies renouvelables. L'équilibre des ressources et la

transition énergétique vers une économie bas-carbone pour protéger l'environnement et lutter contre le changement climatique doivent être mis en œuvre de manière graduelle.

Dans les scénarios GAZ+, à côté de l'augmentation rapide des énergies sans carbone telles que le nucléaire, l'éolien, le solaire ou la biomasse, le gaz naturel est considéré comme une source d'énergie importante dans le processus de transition énergétique. Et cela en particulier dans la région asiatique. L'intensification de la consommation de gaz en Asie permettra de répondre à la demande croissante en énergie tout en maitrisant les émissions. Dans tous les cas, que les politiques climatiques soient faibles ou contraignantes, la demande de gaz en Asie augmentera fortement, tandis que la demande d'énergies émettrices fortement comme le charbon diminuera. La figure 5.15 ci-dessous présente l'évolution de la structure énergétique et le rôle important du gaz naturel dans le mix énergétique asiatique dans le scénario GAZ+ et le scénario GAZ+ 2°C.

Figure 5.15 : Approvisionnement total en énergie primaire de l'Asie dans les scénarios POLES.



NB : l'électricité renouvelable est comptabilisée en équivalence à la consommation (0,086 toe/kWh)

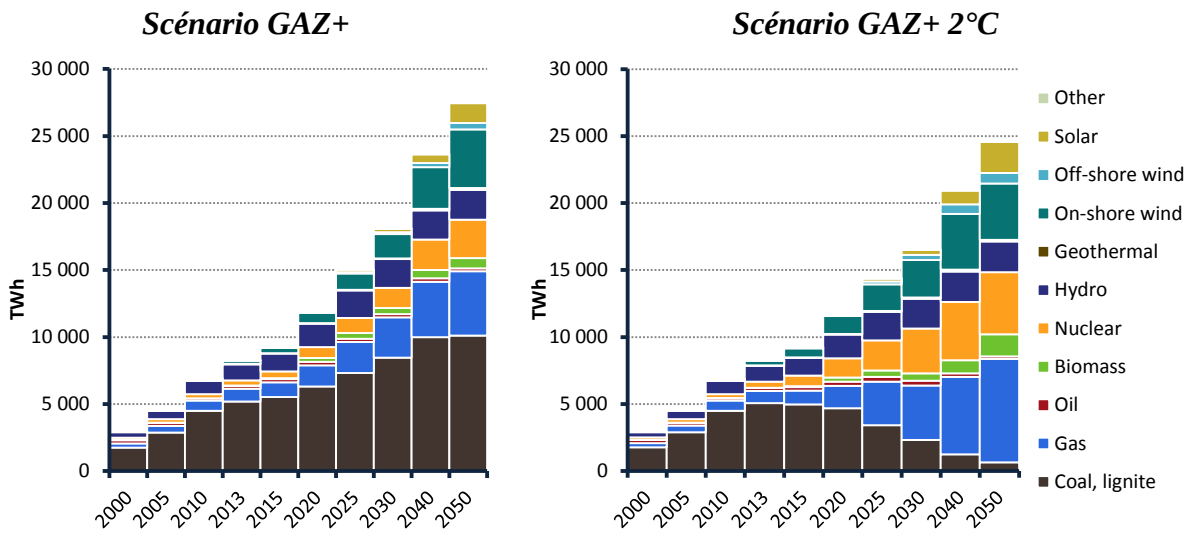
Source : modèle POLES

Par contraste avec le scénario GAZ+, dans les scénarios avec contrainte d'émission, la demande d'énergie en Asie augmentera plus lentement en raison de l'application d'une politique climatique pour réduire l'émission de CO2, en particulier après 2020 quand la valeur du carbone augmentera rapidement. Donc, la consommation d'énergies non fossiles augmentera rapidement. En 2020, la consommation totale des énergies non fossiles en Asie est de 1 107 Mtoe dans le scénario GAZ+, soit 19% de la consommation totale de la région ; et 1 327 Mtoe dans le scénario GAZ+2°C, soit 23% de la consommation totale. En 2050, la part des énergies non fossiles dans le mix énergétique d'Asie sera de 27%, soit 2 549 Mtoe, tandis que ce chiffre sera de près de 50%, soit 3 390 Mtoe dans le scénario GAZ+ 2°C.

Dans le scénario GAZ+, la consommation d'énergie fossile continuera à augmenter jusqu'en 2040, alors que dans le cas de politique climatique très contraignante (GAZ+ 2°C), la trajectoire de la consommation d'énergie fossile commencera à diminuer après 2025 (voire la figure 5.15 ci-dessus). Alors que le charbon et le pétrole ont tendance à diminuer rapidement dans les scénarios GAZ+, en particulier le charbon, la consommation de gaz naturel continuera avec une forte croissance. Bien que le niveau de consommation du gaz dans les scénarios GAZ+ sera plus faible que dans le scénario GAZ+, sa part dans le mix énergétique asiatique sera très important.

Le renforcement de la consommation de gaz naturel en Asie permettra de remplacer le charbon et le pétrole dans des différents secteurs. En particulier, l'Asie va renforcer l'utilisation du gaz naturel dans le secteur de l'électricité pour remplacer des centrales au charbon. Ceci peut clairement se voir dans les scénarios GAZ+ (voir la figure 5.16 au-dessous). Selon ce scénario, jusqu'en 2050, la production électrique en Asie provient essentiellement du charbon avec 37%, les centrales au gaz représentent environ 17%. Dans le cas d'une politique climatique forte, la production électrique des centrales au charbon diminuera rapidement, tandis que la production d'électricité des centrales au gaz augmentera rapidement. Selon les résultats du scénario GAZ+2°C, le gaz naturel occupera 31% du total de la production électrique en Asie en 2050 (voire la figure 5.16).

Figure 5. 16 : Production électrique en Asie dans les scénarios POLES



Source : modèle POLES

- **De profonds changements de structure d'énergie d'Asie**

Les politiques de réduction des émissions et la politique d'utilisation prioritaire du gaz dans la transition énergétique en Asie changeront beaucoup la structure du mix énergétique asiatique dans l'avenir. Le tableau 5.16 ci-dessous présente le changement de structure du mix énergétique et le rôle du gaz dans les scénarios POLES.

Dans le scénario GAZ+, à horizon considéré, bien que la part des énergies fossiles ait tendance à diminuer, ces énergies continuerait à dominer l'approvisionnement total en énergie primaire de l'Asie. En 2050, la part des énergies fossiles sera de 73%. Le gaz naturel représentant 40% du total d'énergies fossiles, et 29% du total de l'approvisionnement total. Dans les scénarios avec contrainte d'émission, le rôle des énergies fossiles dans le mix énergétique de l'Asie diminue rapidement quand la contrainte d'émission augmente. Dans le cas d'une politique climatique faible (scénario GAZ+ 4°C), la demande d'énergies fossiles continue à dominer le mix énergétique de l'Asie, mais leur part diminue notablement par rapport au scénario GAZ+. En 2050, les énergies fossiles occuperont 62% de l'approvisionnement, soit une diminution de 10 points de pourcentage par rapport au scénario GAZ+. Dans ce scénario, le gaz joue un rôle important dans le mix énergétique asiatique. De 10% en 2015, sa part augmente à 32% dans le mix énergétique en 2050.

Dans le cas d'une politique climatique contraignante, en parallèle d'une augmentation des énergies renouvelables et du nucléaire, la demande de gaz naturel pour remplacer le charbon et le pétrole est très forte et sa part augmente rapidement. Dans le scénario GAZ+ 2°C, le gaz naturel joue un rôle très important et représente 36% du total de la demande en énergie primaire asiatique en 2050, alors que la part du total des énergies fossiles est d'environ 50%. Donc, nous pouvons voir que plus la contrainte des émissions de CO2 sera forte et plus la part du gaz naturel sera importante dans le bilan énergétique.

Par rapport au scénario New Policies de l'AIE de 2015 (AIE-WEO 2015), l'évolution la structure du mix énergétique et l'évolution du gaz dans le marché énergétique de l'Asie dans les scénarios POLES est plus claire, en particulier dans les scénarios avec contrainte d'émission. Selon les scénarios AIE-WEO 2015, la proportion d'énergies fossiles dans le mix énergétique de l'Asie diminuera lentement dans l'avenir mais continuera à dominer l'approvisionnement total en énergies primaire de l'Asie. La part d'énergies fossiles dans ce scénario est la même que dans le scénario GAZ+. Jusqu'à 2040, les énergies fossiles représenteront encore plus de 78% de l'approvisionnement total d'énergies, tandis que dans les scénarios avec contrainte d'émission la proportion d'énergies fossiles diminuera rapidement dans l'avenir. En 2040, leur part ne restera que de 67% dans le scénario de politique climatique faible et 58% dans le scénario de politique climatique contraignante (voir le tableau 5.16).

Tableau 5. 16 : Évolution du gaz naturel dans le mix énergétique d'Asie (Mtoe)

GAZ+	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2040**	**2050**
Approvisionnement total d'énergies	4 974	5 839	6 806	7 709	8 972	9 293
Total d'énergies fossiles	4 080	4 731	5 496	6 196	6 901	6 744
Gaz	517	833	1 288	1 769	2 444	2 724
% énergies fossiles/total	82%	81%	81%	80%	77%	73%
% gaz/total	10%	14%	19%	23%	27%	29%
% gaz/énergies fossiles	13%	18%	23%	29%	35%	40%
GAZ+4°C						
Approvisionnement total d'énergies	4 978	5 786	6 371	6 861	7 835	8 147
Total d'énergies fossiles	4 085	4 657	4 866	4 972	5 217	5 018
Gaz	516	869	1 352	1 730	2 347	2 622
% énergies fossiles/total	82%	80%	76%	72%	67%	62%
% gaz/total	10%	15%	21%	25%	30%	32%
% gaz/énergies fossiles	13%	19%	28%	35%	45%	52%
GAZ+2°C						
Approvisionnement total d'énergies	4 924	5 675	6 277	6 535	6 976	6 841
Total d'énergies fossiles	3 931	4 348	4 560	4 338	4 062	3 450
Gaz	500	846	1 482	1 895	2 446	2 477
% énergies fossiles/total	80%	77%	73%	66%	58%	50%
% gaz/total	10%	15%	24%	29%	35%	36%
% gaz/énergies fossiles	13%	19%	33%	44%	60%	72%
AIE- WEO 2015						
Approvisionnement total d'énergies	-	5 912	6 447	7 006	7 917	-
Total d'énergies fossiles	-	4 805	5 165	5 561	6 173	-
Gaz	-	616	733	833	1 044	-
% énergies fossiles/total	-	81%	80%	79%	78%	-
% gaz/total	-	10%	11%	12%	13%	-
% gaz/énergies fossiles	-	13%	14%	15%	17%	-

Source : d'après modèle POLES et AIE

5.3.3. L'augmentation rapide du gaz naturel et la diminution des émissions dans la zone asiatique.

En fait, l'utilisation d'une énergie plus propre et respectueuse de l'environnement est une tendance inévitable à l'avenir. Donc, la tendance à l'utilisation d'énergies propres pour remplacer progressivement les énergies fossiles qui émettent beaucoup de gaz à effet de serre comme le charbon et le pétrole est présente dans tous les scénarios énergétiques. Bien que le gaz naturel soit un combustible fossile, il peut être considéré comme une source d'énergie relativement propre. Dans les conditions actuelles, tant que nous n'avons pas un système d'énergies 100% renouvelables, le gaz naturel sera utilisé comme énergie de substitution aux autres énergies fossiles plus émettrices. À côté du développement des énergies renouvelables, le gaz naturel jouera un rôle important dans la transition énergétique en Asie dans les

scénarios avec contrainte d'émission, en particulier le remplacement du charbon. Cette évolution contribuera grandement à l'amélioration de la qualité de l'environnement, de l'air, par la réduction conjointe des émissions de CO2 et des émissions de tous les polluants atmosphériques associés au charbon. Le tableau 5.17 ci-dessous présente le changement des émissions en Asie dans les scénarios POLES.

Tableau 5.17: Changement des émissions de l'Asie dans les scénarios POLES (Gt CO2)

GAZ+	**2015**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Monde	478	656	1 053	1 495	1 950
Asie	176	258	458	691	927
Chine	115	172	312	473	634
GAZ+ 4°C					
Monde	478	656	1 008	1 338	1 628
Asie	176	258	429	594	736
Chine	115	172	290	397	484
GAZ+ 2°C					
Monde	478	649	905	1 100	1 251
Asie	176	254	371	463	540
Chine	115	169	246	302	347
% Asie/Monde					
GAZ+	37%	39%	44%	46%	48%
GAZ+ 4°C	37%	39%	43%	44%	45%
GAZ+ 2°C	37%	39%	41%	42%	43%
% baisse d'émission Asie					
GAZ+ 4°C/GAZ+	100%	100%	94%	86%	79%
GAZ+ 2°C/GAZ+	100%	98%	81%	67%	58%
% baisse d'émission la Chine					
GAZ+ 4°C/GAZ+	100%	100%	93%	84%	76%
GAZ+ 2°C/GAZ+	100%	98%	79%	64%	55%

Source : modèle POLES

Selon les données du tableau 5.17, dans le cas sans politique climatique (scénario GAZ+), l'émission cumulée de CO2 d'ici 2050 serait de 1950 Gt CO2. L'émission de l'Asie représenterait environ 48% de l'émission mondiale. Dans le cas d'une politique climatique faible (scénario GAZ+ 4°C), avec l'hypothèse de valeur du carbone qui augmente à plus de 120 $/tonne CO2 en 2050, l'utilisation d'énergies émettrices comme le charbon, le pétrole, diminuera dans le monde et en Asie : le total mondial diminuerait à 1 628Gt CO2 en 2050 ; ce chiffre passerait à 736 GtCO2 en Asie, soit une diminution de 21% par rapport au scénario GAZ+ ; dans le scénario GAZ+ 2°C les émissions cumulées de l'Asie seraient limitées à 540 GtCO2, soit une diminution de 42% par rapport au scénario GAZ+. Les émissions de l'Asie représenteraient alors 43% du total mondial.

De plus, nous pouvons voir que la Chine diminuera rapidement ses émissions par rapport au scénario GAZ+. La mise en œuvre d'objectifs plus ambitieux de réduction des émissions a des effets importants sur la consommation du gaz en Chine. Les politiques de réduction entraînent une augmentation de la demande gazière du fait des substitutions du gaz naturel au charbon. À horizon d'étude, de 634Gt CO2 d'émission cumulée dans GAZ+, on passe à 484Gt CO2 dans GAZ+ 4°C et à 347Gt CO2 dans GAZ +2°C. Cela situe la réduction des émissions à environ 24% et 45% dans les scenarios GAZ+ 4°C et GAZ+2°C (voir le tableau 5.17 ci-dessus).

5.3.4. L'Asie de plus en plus dépendante des importations de gaz

Comme nous l'avons mentionné, pour assurer la transition énergétique vers une économie bas-carbone, la demande de gaz d'Asie est très forte, alors que la production du gaz de schiste d'Asie ne répond pas à la demande croissante. Selon les résultats de nos scénarios, la production gazière asiatique totale en 2020 est d'environ 530 Gm^3, alors que la demande pour la même année est estimée entre 925Gm^3 et 965Gm^3, selon les hypothèses de politique climatique (voir le tableau 5.18 au-dessous).

Tableau 5. 18: La demande et la production de gaz en Asie dans les scénarios (*Gm^3*)

GAZ+	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Demande	925	1 966	2 716	3 026
Production totale	536	918	1 170	944
- Production gaz de schiste	13	110	197	239
Demande - Production	389	1 047	1 546	2 083
GAZ+ 4°C				
Demande	965	1 922	2 608	2 914
Production totale	536	930	1 161	892
- Production gaz de schiste	13	106	177	186
Demande - Production	429	992	1 448	2 022
GAZ+ 2°C				
Demande	939	2 105	2 718	2 753
Production totale	525	759	1 093	852
- Production gaz de schiste	13	84	115	100
Demande - Production	415	1 346	1 625	1 901
AIE-GAS 2011				
Demande	837	1176	-	-
Production totale	604	748	-	-
Demande - Production	233	428	-	-
AIE-WEO 2015				
Demande	756	1 037	1 306	-
Production totale	512	636	790	-
Demande - Production	244	401	516	-

Source : d'après modèle POLES et AIE

La production totale de gaz en Asie atteindra un pic en 2040, ensuite elle diminuera notablement, tandis que la demande de gaz continuera à augmenter fortement jusqu'à 2050. En 2050, alors que la production domestique de l'Asie diminue à 944 Gm^3 dans le scénario GAZ+, à 892 Gm^3 dans le scénario GAZ+ 4°C et à 852 Gm^3 dans le scénario GAZ+ 2°C, la demande de gaz naturel en Asie continuera d'augmenter à 3 026Gm^3, 2 914 Gm^3 et 2 477Gm^3 dans ces scénarios. Le déséquilibre offre-demande de gaz en Asie est de plus en plus évident. Par rapport aux scénarios de l'AIE, le déficit du gaz naturel dans les scénarios POLES est très fort en raison de l'augmentation de la demande (voire le tableau 5.18 ci-dessous).

À travers les données du tableau 5.18, nous voyons également que la production de gaz de schiste en Asie augmentera au fil du temps, la Chine étant le pays qui produira le plus, mais l'augmentation reste lente. Une autre révolution du gaz de schiste de l'ampleur de celle des Etats- Unis ne se reproduira probablement pas en Asie. La production de gaz de schiste n'apporte alors qu'une contribution faible à la production de la région, en particulier dans le scénario de politique climatique contraignante. Alors que, le gaz de schiste représentera environ 20% de la production totale dans le scénario sans politique climatique ou avec une politique climatique faible, dans le cas d'une politique climatique très contraignante la production de gaz de schiste ne représente plus guère que 10% de la production totale.

L'Asie deviendra donc un centre majeur d'importation de gaz dans le monde, en particulier l'importation sous la forme de GNL. L'augmentation forte des importations de gaz naturel en Asie émanera principalement de Chine, de l'Inde et des pays d'Asie du Sud-Est. Selon les données dans le tableau 5.19 ci-dessous, l'importation du gaz en Asie en 2015 représentait 34% du commerce gazier mondial, soit 300 Gm^3. Ensuite, le volume de gaz importé en Asie augmente rapidement dans tous les scénarios POLES. En 2050, la part du gaz importé en Asie représentera 68% du total du commerce gazier mondial dans le scénario GAZ+ et GAZ+ 4°C. Ce chiffre augmentera à 74% dans le scénario GAZ+ 2°C.

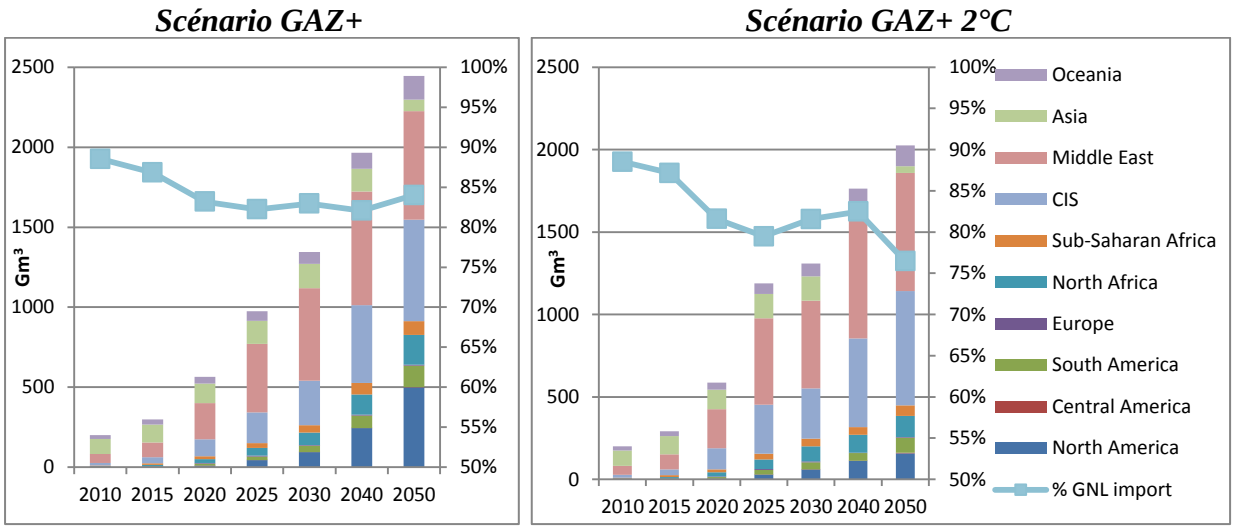
Les fournisseurs principaux de gaz vers le marché asiatique correspondent aux grands exportateurs de gaz dans le monde comme les pays des régions CIS et Moyen Orient (voir la figure 5.17 ci-dessous). Le volume de gaz importé de ces deux régions augmente rapidement dans la période d'étude. En 2050, le volume de gaz importé de la CIS et du Moyen Orient représentera environ 65% du volume total de gaz importé en Asie par rapport à environ 35% en 2010. En plus, les exportateurs de gaz d'Amérique du nord, d'Afrique du Nord et d'Australie seront des fournisseurs potentiels pour le marché asiatique dans l'avenir.

Tableau 5. 19 : Évolution du gaz importé en Asie dans les scénarios POLES (*Gm*^{3})

Le commerce du gaz mondial	2015	2020	2030	2040	2050
GAZ+	874	1 269	2 352	3 138	3 615
GAZ+4°C	871	1 308	2 188	2 895	3 501
GAZ+2°C	865	1 307	2 246	2 635	2 749
Le commerce du GNL mondial					
GAZ+	382	626	1 496	2 080	2 552
GAZ+4°C	382	658	1 398	1 932	2 437
GAZ+2°C	376	636	1 396	1 780	1 772
Importation du gaz en Asie					
GAZ+	298	565	1 345	1 966	2 445
GAZ+4°C	298	605	1 259	1 819	2 395
GAZ+2°C	293	587	1 309	1 763	2 026
Importation du GNL en Asie					
GAZ+	259	470	1 115	1 613	2 054
GAZ+4°C	259	500	1 051	1 495	1 989
GAZ+2°C	255	479	1 068	1 454	1 549
% importation du gaz en Asie					
GAZ+	34%	45%	57%	63%	68%
GAZ+4°C	34%	46%	58%	63%	68%
GAZ+2°C	34%	45%	58%	67%	74%
% importation du GNL en Asie					
GAZ+	68%	75%	75%	78%	80%
GAZ+4°C	68%	76%	75%	77%	82%
GAZ+2°C	68%	75%	77%	82%	87%

Source : modèle POLES

Figure 5. 17 : Importation du gaz naturel en Asie dans les scénarios POLES.



Source : modèle POLES

L'Asie importe ce gaz par pipeline et sous la forme de GNL. Dans l'avenir, la croissance du gaz importé par pipeline proviendra principalement de l'Asie centrale comme le Turkménistan et le Kazakhstan ainsi que de la Russie. Cependant, le volume importé sous cette forme augmentera faiblement en raison de facteurs techniques et géopolitiques et donc la croissance du volume des importations de gaz viendra principalement du GNL. À horizon de notre étude, dans tous les scénarios, la proportion du GNL sur le total du gaz importé en Asie est très haute soit plus de 80% du total du gaz importé (voir la figure 5.17 ci-dessus).

D'après les données du tableau 5.19 ci-dessus, en 2015 le total de GNL importé en Asie était environ de 260 Gm^3, soit 68% du total de GNL échangé internationalement. En 2050, ce chiffre sera environ de 2 000 Gm^3 dans le scénario GAZ+ ou le scénario de politique climatique faible. Dans ces scénarios, le volume de GNL importé en Asie en 2050 représentera plus de 80% du total du commerce de GNL dans le monde. Dans le scénario de politique climatique très contraignante, le volume d'importation du gaz serait réduit par rapport aux autres scénarios, mais l'importation de GNL en Asie continuera à augmenter. En 2050, le volume de GNL importé dans le scénario GAZ+ 2°C atteindrait 1 550 Gm^3, soit 87% du total mondial du GNL commercialisé.

5.4. Conclusion.

L'incertitude sur le taux de croissance économique, sur les politiques énergétiques, les politiques climatiques au niveau mondial place l'évolution du marché mondial des énergies dans un contexte marqué de fortes incertitudes. En particulier, selon de nombreuses prévisions, le devenir des marchés du gaz naturel n'est pas à l'abri d'un bouleversement en raison des différentes interrogations. Le gaz est considéré comme une énergie propre, il peut jouer un rôle important dans la transition énergétique mondiale. Cependant, le gaz naturel reste une énergie fossile, émettrice de gaz à effet de serre qui influencent l'environnement et le climat. Sur le long terme, il sera donc en compétition avec des énergies décarbonées telles que les énergies renouvelables ou le nucléaire. En outre, du point de vue de l'offre mondiale de gaz, les grandes incertitudes concernent particulièrement le développement des gaz non-conventionnels (en particulier le gaz de schiste) qui influencera également l'évolution du gaz dans l'avenir.

La plupart des scénarios mentionnent le rôle important du gaz dans le mix énergétique mondial sur le long terme. La demande de gaz en Asie augmentera plus rapidement que dans d'autres régions du monde. Il apparaît donc possible d'imaginer un cas extrême dans lequel l'Asie opterait pour une voie gazière dans sa transition énergétique. Cette configuration aboutirait à un scénario qui présente une augmentation très rapide de la demande de gaz en Asie par rapport à d'autres régions du monde.

Trois scénarios ont été construits sur la base du modèle POLES à parti de trois hypothèses principales pour présenter les évolutions possibles des marchés de l'énergie, en

particulier les dynamiques du marché du gaz en Asie. En se basant sur les analyses du chapitre 2, nous avons constaté, au niveau mondial, le potentiel d'une offre de gaz abondante et compétitive par rapport à d'autres énergies, notamment par rapport au charbon. Par ailleurs, nous avons considéré une croissance rapide de la demande de gaz naturel dans le mix énergétique du fait notamment de contraintes environnementales locales, indépendantes du problème climatique. Donc, dans le scénario de référence (GAZ+) et même sans politique climatique, la part du gaz naturel croît dans le mix énergétique. Les scénarios de politique climatique affirmée renforcent le poids du gaz naturel dans le mix énergétique, en part si ce n'est en volume, notamment par rapport aux autres énergies fossiles telles que le charbon.

Les principaux résultats que nous avons tirés de ces scénarios sont :

- Le gaz naturel joue un rôle très important dans la transition énergétique mondiale en général, et en Asie en particulier. La demande de gaz naturel augmente très fortement par rapport aux autres énergies fossiles. L'utilisation du gaz naturel pour remplacer le charbon, en particulier dans le secteur de l'électricité, se renforce.
- Dans les scénarios de politique climatique contraignante, la consommation d'énergie diminue, la part du gaz naturel est encore très importante, mais le niveau de la consommation de gaz est plus faible que dans le scénario de référence.
- Plus la contrainte des émissions est forte, plus la part du gaz naturel est importante, en particulier en Asie.
- Mais la différence de niveau de consommation entre les scénarios entraine un moindre niveau de production du gaz de schiste.
- La production de gaz de schiste varie selon le scénario et la production principale se concentre encore aux États-Unis.
- Les prix du gaz ont tendance à converger sur les trois marchés principaux.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Les problématiques de l'énergie et du climat revêtent une importance croissante. Alors que l'humanité fait face aux problèmes du changement climatique et à l'augmentation de la température du fait de l'utilisation excessive d'énergies depuis le siècle dernier, en particulier les énergies fossiles traditionnelles, la demande d'énergie mondiale continue d'augmenter. Pour limiter le réchauffement climatique et son impact sur la planète, une politique de décarbonisation est nécessaire. La transition énergétique doit permettre la réduction de l'usage des énergies émettrices de gaz à effet de serre telles que le charbon, le pétrole, même le gaz naturel, au profit des énergies renouvelables telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie géothermique, l'énergie hydraulique... Dans ce contexte, la recherche d'une meilleure efficacité énergétique répond aussi à la nécessité de lutter contre le réchauffement climatique.

En particulier, lors de la COP21 en 2015, les gouvernements se sont engagés à limiter «l'augmentation de la température moyenne mondiale à un niveau inférieur à 2 ° C au-dessus des niveaux préindustriels et à poursuivre leurs efforts pour limiter l'augmentation de la température à 1,5 ° C au-dessus des niveaux préindustriels». Cet engagement devrait avoir un impact important sur le système énergétique mondial. Réaliser l'objectif de l'Accord de Paris, implique un processus de transformation profond des systèmes énergétiques. Des politiques nationales crédibles et efficaces sont donc essentielles pour réaliser les engagements de la COP21. Si les engagements dans l'Accord de Paris sont réalisés, ils auront des impacts significatifs sur l'avenir de la demande énergétique et sur le mix énergétique.

Les énergies renouvelables devraient progressivement se substituer aux énergies carbonées. Mais à court et moyen terme, les énergies fossiles domineront encore l'offre d'énergie primaire mondiale. Dans le processus de transition des énergies fossiles vers un système énergétique vert et à faible émission de carbone, le gaz naturel pourrait revêtir une place particulière. Compte tenu de ses caractéristiques, l'augmentation de l'utilisation du gaz naturel est à court et moyen terme une des solutions permettant une transition énergétique vers des énergies moins carbonées. Elle peut l'être tout particulièrement pour des pays émergents confrontés à la fois à une forte hausse de leur consommation d'énergie compte tenu de leur croissance économique, au besoin de substituer dans le secteur électrique le charbon par des sources moins carbonées et à des contraintes institutionnelles, industrielles et organisationnelles qui limitent au moins sur le court terme la pénétration des énergies renouvelables.

Dans ce contexte, l'analyse des marchés gaziers et de ses dynamiques est centrale en particulier pour la région asiatique. Celle-ci devrait ainsi s'affirmer à l'avenir comme une des régions où les taux de croissance de la demande d'énergie devraient être les plus élevés. Toutefois de nombreuses incertitudes pèsent sur la place que pourrait prendre le gaz dans la

transition énergétique de ces pays tant du côté de l'offre que de la demande. Notre thèse a permis de lever certaines d'entre elles.

La première grande conclusion de notre thèse est que les conditions qui ont permis le développement des gaz de schiste aux USA ne sont pas reproductibles à court- moyen termes aux autres régions du monde et en particulier en Asie (Chine). Cette conclusion est importante. Elle induit qu'une forte croissance de la demande gazière asiatique supposera des importations massives de GNL. Les équilibres des trois marchés régionaux de gaz naturel pourraient en être profondément modifiés tant en termes de prix que de volumes.

L'analyse des conditions du développement des gaz de schistes aux USA nous permet d'aboutir à une deuxième grande conclusion. Le développement sur grande échelle des gaz de schistes dépend de facteurs institutionnels (fiscalité, réglementation, politique environnementale), organisationnels (marché gazier concurrentiel), économiques (prix du gaz, technologie), sociale (degré d'acceptabilité sociale de la part de la population). Plus précisément, les conditions suivantes doivent être remplies.

- Il importe d'instaurer des réglementations adaptées à chaque phase du développement de l'exploration à l'exploitation, du traitement et du transport. En particulier, il est nécessaire d'élaborer de strictes réglementations en matière d'environnement (tels que par exemple le volume et les caractéristiques des eaux usées, les émissions atmosphériques de méthane, le volume des additifs dans le fluide de fracturation …). Celles-ci permettront de minimiser les risques, les impacts sur l'environnement dans le processus de développement du gaz non-conventionnel.
- Il y a un besoin de coordination et d'intégration de différentes parties prenantes, communautés et résidents locaux dans chaque phase de l'exploitation. Les informations, les plans concernés doivent être déclarés et transparents. Il faut s'assurer à maintenir un équilibre des bénéfices économiques entre les parties : s'assurer que les intérêts économiques soient partagés entre les investisseurs, les gouvernements locaux, les communautés locales, et les propriétaires.
- Il est nécessaire d'étudier en détail la géologie et l'hydrologie de la zone pour prendre les bonnes décisions de façon à minimiser les conséquences pour les communautés locales, l'environnement et l'écologie.
- Il importe d'investir et de soutenir la recherche et le développement de la science et de la technologie dans le domaine afin d'améliorer l'efficacité du processus d'extraction; de réduire la quantité d'eau et de produits chimiques utilisés dans le fracking afin de minimiser les risques sur l'environnement.
- Il est nécessaire de développer un réseau d'infrastructures adéquat dans les zones de développement des gaz de schiste ce qui suppose d'importants investissements.

- La création d'un marché concurrentiel permettant la formation d'un prix en fonction de la demande et de l'offre de gaz, et un accès libre et égalitaire aux pipelines s'avère être une condition importante.
- Enfin il est utile de mettre en place des politiques financières et fiscales permettant d'encourager et supporter le développement du gaz non-conventionnel.

Les conditions géologiques sont donc essentielles mais non suffisantes pour assurer le développement de cette source d'énergie. Aucune région ne possède à ce jour les conditions nécessaires pour reproduire une « révolution des gaz de schistes » telle que celle expérimentée aux USA. Ainsi, même si la Chine dispose d'importantes ressources en la matière, leur développement sera un long processus et fera face à d'importantes contraintes dès lors que les conditions institutionnelles, organisationnelles et économiques ne sont pas réunies. En particulier, l'organisation du marché gazier chinois, le problème de technologie et de la ressource en eau sont des facteurs très contraignants.

A partir du modèle POLES nous avons simulé des scénarios relatifs à différents équilibres des marchés du gaz naturel jusqu'à 2050. Ces scénarios sont basés sur un certain nombre d'hypothèses dont des hypothèses de politique climatique, de développement du gaz de schiste et du rôle du gaz dans la transition énergétique. Grâce aux analyses de la demande d'énergie, en particulier la demande de gaz, des perspectives du gaz de schiste étudiées dans la thèse, trois scénarios relatifs à « un âge d'or du gaz naturel » (pour reprendre l'expression de l'AIE) ont été élaborés. Ils nous ont permis de tirer les principales conclusions suivantes qui constituent le troisième grand apport de notre thèse.

- L'importance du développement des gaz de schistes aux USA, leur bas coût de production induisent au niveau mondial une offre de gaz abondante et compétitive par rapport à d'autres énergies notamment par rapport au charbon. Par conséquent, même sans politique climatique, les conditions sont réunies pour que la part du gaz naturel puisse croître dans le mix énergétique. La question de la compétitivité du gaz par rapport aux autres énergies apparait être ainsi un facteur essentiel de sa pénétration dans les mix énergétiques et tout particulièrement dans le secteur électrique.

- Jusqu'à 2050, les États-Unis resteront encore le principal producteur de gaz de schiste. Leur production occupera plus de 50% de la production mondiale de gaz de schiste. En dehors des Etats-Unis, le développement du gaz de schiste sera lent et la production de gaz de schiste sera faible. Dès lors, le développement du gaz de schiste n'est pas un facteur important susceptible d'influencer les marchés de l'énergie en général, les marchés du gaz en particulier dans le futur à l'exception de la révolution américaine.
- La demande d'énergie mondiale continuera d'augmenter en particulier celle des énergies propres comme le gaz naturel et les énergies renouvelables. À côté des

énergies renouvelables, la demande de gaz naturel aura un taux de croissance rapide. Dans tous les cas, l'augmentation de la demande de gaz naturel sera très forte et le gaz naturel jouera un rôle central dans le processus de transition énergétique à court et moyen terme. À partir de 2030, le gaz naturel représentera environ 27% du mix énergétique mondial.

- Les exercices de simulation effectués à partir du modèle POLES indiquent que le facteur qui influencera le plus la dynamique des marchés gaziers est celui des politiques climatiques. Une politique climatique contraignante ou peu contraignante influence fortement la demande du gaz et les dynamiques du prix du gaz naturel. De même, la contrainte d'émission dans la politique climatique change fortement la structure du mix d'énergie.

- Une politique climatique affirmée a des effets contradictoires quant à l'importance du gaz naturel dans les mix énergétiques des pays asiatiques. D'un côté elle permet une pénétration plus importante du gaz naturel dans leur mix énergétique (les résultats des trois scénarios montrent que plus la contrainte des émissions est forte, plus la part du gaz naturel est importante, en particulier en Asie). Mais de l'autre, limitant la demande d'énergie, les volumes de gaz naturel demandés ne sont que légèrement plus importants que dans des scénarios sans politique climatique. La différence de niveau de consommation entre les scénarios entraine l'abandon progressif de la production du gaz de schiste.

- L'Asie est le principal moteur de la croissance de la demande mondiale du gaz naturel. Celle-ci se concentre en Chine, en Inde et dans les pays d'Asie du Sud Est. L'Asie est de plus en plus dépendante des gaz importés. En 2050, la demande de gaz en Asie représentera environ 50% de la demande mondiale de gaz.

- Le rôle du GNL est de plus en plus important dans le commerce du gaz naturel mondial, en particulier sur le marché du gaz asiatique. Dans tous les scénarios étudiés, le volume de l'échange de gaz naturel mondial sous forme de GNL augmente rapidement. À partir de 2030, la proportion de GNL représente plus de 60% du commerce mondial du gaz. Dans ce contexte, les importations de GNL en Asie représentent de 70% à 80% du total de GNL échangé dans le monde en 2050.

- Sous l'impulsion du développement du commerce international du gaz mais aussi de la libéralisation progressive des industries gazières, de l'importance croissante prise par des mécanismes de prix basés sur les marchés spots notamment dans les contrats, les prix du gaz naturel sur les trois principaux marchés ont tendance à converger sur la période de temps considérée. L'écart de prix entre les marchés sera de plus en plus faible. En 2050, les prix du gaz seront quasiment unifiés sur tous les marchés. Ceci est un facteur important d'une mondialisation du marché du gaz naturel.

Les résultats de cette thèse, en particulier les résultats des scénarios, peuvent être importants pour les décideurs politiques tant dans les domaines de l'énergie et que du climat. Ils sont une base de référence pour déterminer une structure d'énergie appropriée dans chaque période future mais aussi pour construire des politiques liées à la contrainte des émissions de GES en mobilisant davantage des instruments comme la taxe carbone et le prix du CO2 dans l'avenir.

BIBLIOGRAPHIE

Aguilera, R.F., Inchauspe, J., Ripple, R.D., 2014. The Asia Pacific natural gas market: Large enough for all? Energy Policy 65, 1–6.

Amorim, L., 2014. Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas? SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, 19-20 May, Houston, Texas.

Andrews, A., Folger, P., Humphries, M., 2010. Unconventional Gas Shales: Development, Technology, and Policy Issues. BiblioGov, Charleston, S.C.

Andrews-Speed, P., Len, C., 2014. The legal and commercial determinants of unconventional gas production in East Asia. J. World Energy Law Bus. 7, 408–422.

Andrews-Speed, P., Len, C., 2015. China Shale Gas: Can the Pace Be Sustained? Energy Studies Institute - NUS. ESI policy brief n° 5.

Angelier, J.-P., 1994. Le gaz naturel. Economica, Paris.

APEC, 2011. The Impacts and Benefits of Structural Reforms in the Transport, Energy and Telecommunications Sectors in APEC Economies.

Aoun, M.-C., Cornot-Gandolphe, S., 2015. L'europe du gaz à la recherche de son âge d'or? IFRI, Paris.

Asche, F., Oglend, A., Osmundsen, P., 2012. Gas versus oil prices the impact of shale gas. Energy Policy 47, 117–124.

Asian Development Bank, 2013. Asia's energy challenge, Asian development outlook. Manila.

Bachelard, S., 1979. Quelques aspects historiques des notions de modèle et de justification des modèles in Delattre, P. & Thellier, M., Elaboration et justification des modèles, Paris, Maloine, Tome I, 3-19.

Baker Hughes, s.d. International Rig Count | BakerHughes.com <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-rigcountsintl> [consulté le 21/01/2016]

Barbier, F., 2014. L'impact économique de l'exploitation de gaz de schiste. France. Assemblée Nationale.

Bauquis, P.-R., 2014. Parlons gaz de schiste en 30 questions. La documentation française, Paris.

Bloomberg New Energy, 2014. China's shale gas costs are at least double those in the US, but rising output will aid its bargaining position in world markets [WWW Document]. Bloom. New Energy Finance. <http://about.bnef.com/press-releases/chinas-shale-gas-costs-least-double-us-rising-output-will-aid-bargaining-position-world-markets/> [consulté le 5/09/2015].

Boersma, T., 2013. Four Questions on Shale Gas Development in Europe and the U.S. Brookings blog, November18 < https://www.brookings.edu/opinions/four-questions-on-shale-gas-and-tight-oil-development-in-europe-and-the-u-s/> [consulté le 1/06/2017]

Boiteux, M., Hansen, J.-P., Percebois, J., Tirole, J., 2010. Energie : Economie et politiques. De Boeck, Bruxelles.

Boussena, S., 1999. New European Gas Market : Gas Strategies of Other Present and Potential Suppliers. Presented at the The International Conference : The role of Russian and CIS Countries in Deregulated Energy Markets.

Boyer, C. M., Frantz, J. H., Jenkins, C. D., 2007. Non-conventional gas, Vol.III, New developments : energy, transport, sustainability, Encyclopaedia of Hydrocarbons. Eni.

BP, 2016a. BP Statistical Review of World Energy.

BP, 2016b. BP Energy Outlook - 2016 edition.

BP, 2015. BP Statistical Review.

Bressoux, P., 2008. Modélisation statistique appliquée aux sciences sociales. De Boeck, Bruxelles.

Bret-Rouzaut, N., Favennec, J.-P., 2011. Recherche et production du pétrole et du gaz réserves, coûts, contrats. Technip, Paris.

British Geological Institute, 2011. The unconventional hydrocarbon resources of Britain's onshore basins – shale gas. Department of Energy and Climate Change.

Bros, T., 2012. After the US shale gas revolution. Technip, Paris.

Brown, S., Yücel, M., 2013. The Shale Gas and Tight Oil Boom: U.S. States' Economic Gains and Vulnerabilities. Council on Foreign Relations <http://www.cfr.org/united-states/shale-gas-tight-oil-boom-us-states-economic-gains-vulnerabilities/p31568> [consulté le 9/03/2015]

Cao, J., 2015. China's Carbon Pricing: Status and Prospect. Presented at the MCC "Closing the Carbon Price Gap: Public Finance and Climate Policy", May 22-23 <https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/presentations/Public_Finance_Workshop

/Day_2/Session_7/Cao__Jing_-_China_s_Carbon_Pricing.pdf> [consulté le 1/06/2017]

Chandra, V., 2006. Fundamentals of natural gas: an international perspective. PennWell, Tulsa.

Chen, J., Chen, S., Landry, P., 2015. Urbanization and Mental Health in China: Linking the 2010 Population Census with a Cross-Sectional Survey. Int. J. Environ. Res. Public. Health 12, 9012–9024.

Chen, M., 2014. The Development of Chinese Gas Pricing - Drivers, Challenges and Implications for Demand. Oxford Institute for Energy Studies.

China's INDC, 2015. China's Intended Nationally Determined Contributions. <http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published Documents/China/1/China's INDC - on 30 June 2015.pdf> [consulté le 1/06/2017]

Chou, E., 2013. Shale gas in China: Development and Challenges. <http://blogs.harvard.edu/ellachou/files/2013/07/Shale-Gas-in-China-Draft.pdf> [consulté le 20/06/2015]

Colombo, S., El Harrak, M., Sartori, N., 2016. The future of natural gas: markets and geopolitics. Istituto affari internazionali; OCP Policy Center. <http://www.iai.it/sites/default/files/iai-ocp_gas.pdf> [consulté le 1/06/2017]

Considine, T. J., 2010. The Economic Impacts of the Marcellus Shale: implications for New York, Pennsylvania, and West Virginia. American Petroleum Institute, Washington DC.

Cornot-Gandolphe, S., 2014. China's coal market. Oxford Institute for Energy Studies. OIES paper CL 1.

Cornot-Gandolphe, S., 2014a. Gaz de schiste en Pologne, au Royaume-Uni, et au Danemark : vers un modèle européen ? Ifri, Paris.

Cornot-Gandolphe, S., 2014b. Stratégie gazière de la Chine : Développer la concurrence entre production nationale et importations. Ifri, Paris.

Cornot-Gandolphe, S., 2013. Impact du développement des gaz de schiste aux États-Unis sur la pétrochimie européenne. Ifri, Paris.

Criqui, P., et al, 1996. « POLES 2.2 », Commission Européenne, DG XII, EUR 17538 EN.

Cui Bin, 2012. Chinese fear price hikes after electricity reforms. Chinadialogue. <https://www.chinadialogue.net/article/show/single/en/5149-Chinese-fear-price-hikes-after-electricity-reforms> [consulté le 1/06/2017]

Davies, M., Tomsen, J., 2013. Shale Gas in Asia: Significant Reserves, Substantial Challenges. Bloom. Law. <http://www.bna.com/shale-gas-in-asia-significant-reserves-substantial-challenges/> [consulté le 07/03/2015]

Dessus, B., 2014. Les gaz de schiste : enjeux et questions pour le développement. Agence française pour le développement, document de travail 142.

De Boer, D., Roldao, R., Slater, H., 2015. The 2015 China Carbon Pricing Survey. china Carbon Forum < http://www.chinacarbon.info/wp-content/uploads/2015/09/2015-China-Carbon-Pricing-Survey-EN.pdf> [consulté le 1/06/2017]

Downs, E. S., 2013. Implications of the U.S. Shale Energy Revolution for China | Brookings Institution.

Ebinger, C.K., Massy, K., Avasarala, G., n.d. Liquid Markets: Assessing the Case for U.S. Exports of Liquefied Natural Gas. Brookings Institute <http://www.brookings.edu/research/reports/2012/05/02-lng-exports-ebinger> [consulté le 20/09/2014]

Egging, R., 2015. The Role of China in the Global Natural Gas Market. ESI Bulletin 8, 1.

EIA, 2016a. Annual Energy Outlook 2016.

EIA, 2016b. Shale gas development in China aided by government investment and decreasing well cost - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration (EIA). <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=23152> [consulté le 20/01/2016]

EIA, 2016c. Expanded Panama Canal reduces travel time for shipments of U.S. LNG to Asian markets <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=26892> [consulté le 27/02/2017]

EIA, 2016d. China- Overview.< https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/China/china.pdf> [consulté le 20/01/2016]

EIA, 2013a. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the US. <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf> [consulté le 20/06/2015]

EIA, 2013b. Annual Energy Outlook 2013.

EIA, 2012. Effect of Increased Natural Gas Exports on Domestic Energy Markets < https://www.eia.gov/analysis/requests/fe/pdf/fe_lng.pdf> [consulté le 20/06/2015]

EIA, 2011a. World Shale Gas Resources_ An Initial Assessment of 14 regions outside the US.<https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2011/pdf/fullreport_2011.pdf > [consulté le 20/06/2015]

EIA, 2011b. Review of Emerging Resources: US shale gas and shale oil plays. <https://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf> [consulté le 20/02/2015]

EIA, 1998. Natural Gas 1998: Issues and Trends. < https://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/natural_gas_1998_issues_trends/pdf/it98.pdf> [consulté le 20/02/2017]

Enerdata, 2010. POLES manuel - Version 6.

Erdős, P., Ormos, M., 2012. Natural Gas Prices on Three Continents. Energies 5, 4040–4056.

Erbach, G. 2014. Shale gas and EU energy security. EPRS-European Parliamentary Research Service.

Eurogas, 2014. Eurogas Statistics report 2014.

European Commission DG Environment, 2013. Analysis and presentation of the results of the public consultation "Unconventional fossil fuels (e.g. shale gas) in Europe."

European Environment Agency, 2008. Map: Water resources in Europe <http://www.eea.europa.eu/publications/92-9167-025-1/page004.html> [consulté le 19/01/2016]

European Commission, 2015. Quarterly report on european gas markets_q1-2015 (No. volume 8).

European Commission, 2011. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee And the Committee of the Regions Energy Roadmap 2050. < http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=EN> [consulté le 1/06/2017]

ExxonMobil, 2016. The outlook for energy: a view to 2040.

EY, 2015. Global oil and gas tax guide <http://www.ey.com/GL/en/Services/Tax/Global-oil-and-gas-tax-guide---Country-list> [consulté le 11/02/2016]

EY, 2013. Shale gas in Europe: Revolution or evolution? EY's Global Oil & Gas Center. <http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Shale_gas_in_Europe_revolution_or_evolution/$File/EY-Shale_gas_in_Europe-revolution_or_evolution.pdf> [consulté le 1/06/2017]

Farah, P.D., Tremolada, R., 2013. A Comparison between Shale Gas in China and Unconventional Fuel Development in the United States: Health, Water and Environmental Risks (SSRN Scholarly Paper No. ID 2341738). Social Science Research Network, Rochester, NY.

Gao, F., 2012. Will there be a shale gas revolution in China by 2020? Oxford Institute for Energy Studies, Oxford Institute for Energy Studies.

Gas Infrastructure Europe, s.d. System Development Map <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/system-development-map> [consulté le 12/02/2016]

Gautier, D.L., Bird, K.J., Charpentier, R.R., Grantz, A., Houseknecht, D.W., Klett, T.R., Moore, T.E., Pitman, J.K., Schenk, C.J., Schuenemeyer, J.H., Sorensen, K., Tennyson, M.E., Valin, Z.C., Wandrey, C.J., 2009. Assessment of Undiscovered Oil and Gas in the Arctic. Science 324, 1175–1179.

Gény, F., 2010. Can unconventional gas be a game changer in European gas markets? Oxford Institute for Energy Studies.

GFK, 2013. Population density Europe 2012/2013 <http://www.gfk-geomarketing.com/fileadmin/newsletter/map_of_the_month/10_2012.html> [consulté le 31/05/2017]

Gold, R., Dawson, C., 2013. Chinese Energy Deals Focus on North America. Wall Str. J., Oct. 25.

Goldthau, A., 2013. The Politics of Natural Gas Development in the European Union. James A. Baker III- Institute For Public Policy - Rice University. < http://goldthau.com/policy-papers/the-politics-of-natural-gas-development-in-the-european-union/> [consulté le 1/06/2017]

Green, F., Stern, N., 2016. China's changing economy: implications for its carbon dioxide emissions. Clim. Policy 0, 1–15.

Gusev, A., 2014. Shale gas: what it could really mean for Europe. EnergyPost.eu, 16 June. < http://energypost.eu/shale-gas-really-mean-europe/> [consulté le 1/06/2017]

Gu, S., Liu, J., Lundvall, B. A., Schwaag Serger, S., 2008. China's system and vision of innovation: analysis of the national medium- and long-term science and technology development plan (2006-2020). Presented at the GLOBELICS 6th International Conference 2008 22-24 September, Mexico City, Mexico.

Gunningham, N., 2014. A shale gas revolution for China? Climate Policy 14, 302–320.

Haluszczak, L.O., Rose, A.W., Kump, L.R., 2013. Geochemical evaluation of flowback brine from Marcellus gas wells in Pennsylvania, USA. Appl. Geochem. 28, 55–61.

Hansen, J.-P., Percebois, J., Boiteux, M., Tirole, J., 2010. Energie économie et politiques. De Boeck, Bruxelles.

Hart, M., Weiss, D. J., 2011. Making Fracking Safe in the East and West, Environmental Safeguards on Shale Gas Production Needed as China Begins Development. Center for American Progress.

Hass, M.R., Goulding, A.J., 1992. Impact of Section 29 Tax Credits on Unconventional Gas Development and Gas Markets. Society of Petroleum Engineers.

Hellenic Shipping News Worldwide, n.d. China's Oil-linked Natural Gas Prices May Defy Falling Oil Prices: Analysts <http://www.hellenicshippingnews.com/chinas-oil-linked-natural-gas-prices-may-defy-falling-oil-prices-analysts/> [consulté le 8/03/2016]

Henderson, J., 2012. The potential impact of North American LNG exports. Oxford Institute for Energy Studies.

Herberg, M. E., Bradshaw, M., Jaffe, A. M., Ma, D., Tsafos, N., 2013. Asia's Uncertain LNG Future. National Bureau of Asian Research, Washington DC.

Higashi, N., 2009. Natural gas in China: Market evolution and strategy. IEA/OECD working paper.

Hoekstra, A.Y., Chapagain, A.K., 2007. Water footprints of nations: Water use by people as a function of their consumption pattern. Water Resour. Manag. 21, 35–48

Honoré, A., 2014. The outlook for natural gas demand in Europe. Oxford Institute for Energy Studies.

Hu, D., Xu, S., 2013. Opportunity, challenges and policy choices for China on the development of shale gas. Energy Policy 60, 21–26.

Hu, J., Kwok, G., Xuan, W., Williams, J.H., Kahrl, F., 2013. Using natural gas generation to improve power system efficiency in China. Energy Policy 60, 116–121.

IEA, 2016a. World Energy Investment 2016.

IEA, 2016b. Gas Medium Term Market Report 2016.

IEA, 2016c. Energy And Air Pollution.

IEA, 2015a. Energy and Climate Change - World Energy Outlook special report.

IEA, 2015b. World Energy Outlook 2015. OECD Publishing.

IEA, 2015c. Gas Medium-Term Market Report 2015.

IEA, 2014. World energy outlook 2014.

IEA, 2013a. Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia: Obstacles and Opportunities.

IEA, 2013b. World energy outlook 2013.

IEA, 2012a. Des Règles d'or pour un âge d'or du gaz.

IEA, 2012b. Natural Gas Information 2012.

IEA, 2012c. World energy outlook 2012.

IEA, 2012d. Gas Pricing and Regulation - China's Challenges and IEA Experience.

IEA, 2011a. World energy Outlook - Are we entering a golden age of gas?

IEA, 2011b. World energy outlook 2011.

IEA, 2010. World Energy Outlook 2010.

IEA, 2004. China's power sector reforms: Where to next?

IGU, 2016. Wholesale Gas Price Survey 2016 - A global review of price formation mechanisms 2005 -2015.

IGU, 2015. Prospects for Natural Gas: Identifying the key developments that will shape the gas market in 2050.

IGU, 2014. Wholesale Gas Price Survey 2014 - A global review of price formation mechanisms 2005 -2013.

IGU, 2011. Wholesale Gas Price Formation - A global review of drivers and regional trends.

INSEE, 2016. Population, superficie et densité des principaux pays du monde en 2015 < https://www.insee.fr/fr/statistiques/1906656?sommaire=1906743> [consulté le 1/06/2017]

International Monetary Fund, 2013. United States: staff report for the 2012 article IV consultation. < https://www.imf.org/external/pubs/cat/longres.aspx?sk=26142.0> [consulté le 1/06/2017]

IPCC, 2014. Climate change 2014.

Kahrl, F., Hu, J., Kwok, G., Williams, J.H., 2013. Strategies for expanding natural gas-fired electricity generation in China: Economics and policy. Energy Strategy Rev. 2, 182–189.

Kepes, J., Rodgers, B., Van Meurs, P., 2011. Gas prices, other factors indicate changes in North American/shale play fiscal systems. Oil & Gas Journal 4, 4 < http://www.ogj.com/articles/print/volume-109/issue-14/exploration-development/gas-prices-other-factors-indicate-changes-in-north.html> [consulté le 1/06/2017]

Kofod, J., 2013. Impact Economique et Strategique de la Revolution des Petrole et Gaz Non-conventionnels. Assemblée parlementaire de l'OTAN.

KPMG Global Energy Institute, 2012. Shale Gas: Global. M&A trends. Focus on the U.S., Argentina and China. KPMG International.

Krupnick, A.J., Kopp, R.J., Hayes, K., Roeshot, S., 2014. The Natural Gas Revolution: Critical Questions for a Sustainable Energy Future. Resources for the Future, Washington DC.

Li, B., Yao, R., 2009. Urbanisation and its impact on building energy consumption and efficiency in China. Renew. Energy 34, 1994–1998.

Li, X., 2015. Natural gas in China: a regional analysis. Oxford Institute for Energy Studies.

Li, Y., Lukszo, Z., Weijnen, M., 2015. The implications of CO2 price for China's power sector decarbonization. Appl. Energy 146, 53–64.

Locatelli, C., Rossiaud, S., Coindoz, L., 2015. Rapport sur les études de sensibilité par contraste d'hypothèses régionales sur le développement des shale gas et des politiques climatiques - Projet VALORCO.

Lozano-Maya, J.R., 2013. The United States experience as a reference of success for shale gas development: The case of Mexico. Energy Policy 62, 70–78.

Luo, D.K., Dai, Y.J., Xia, L.Y., 2011. Economic evaluation based policy analysis for coalbed methane industry in China. Energy 36, 360–368.

Malinvaud, E. L., 1965. Méthodes statistiques de l'économétrie. Population 20, 710–711.

McGlade, C., Speirs, J., Sorrell, S., 2012. A review of regional and global estimates of unconventional gas resources. UK Energy Research Centre.

McGlade, C., Speirs, J., Sorrell, S., 2013a. Methods of estimating shale gas resources – Comparison, evaluation and implications. Energy 59, 116–125.

McGlade, C., Speirs, J., Sorrell, S., 2013b. Unconventional gas – A review of regional and global resource estimates. Energy 55, 571–584.

Medlock III, K.B., 2012. Modeling the implications of expanded US shale gas production. Energy Strategy Rev., Energy System Models & Natural Gas Strategies 1, 33–41.

Medlock III, K. B., 2011a. Impact of shale gas development on global gas markets. Natural Gas & Electricity 27.

Medlock III, K. B., Jaffe, A. M., Hartley, P. R. 2011b. Shale Gas and U.S. National Security. Institute for public policy - Rice University. < http://www.bakerinstitute.org/research/shale-gas-and-us-national-security/> [consulté le 1/06/2017]

Mima, S., 2013. Initiation au modèle POLES. LEPII, Grenoble.

Ming, Z., Ximei, L., Yulong, L., 2014. China's Shale Gas Development Outlook and Challenges. POWER Mag.

MIT, 2011. The future of natural gas: an interdisciplinary MIT study. < www.mit.edu/~jparsons/publications/NaturalGas_Report_Final.pdf> [consulté le 1/06/2017]

Miyamoto, A., Ishiguro, C., 2009. A new paradigm for natural gas pricing in Asia: a perspective on market value. Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

More, T., 2013. La révolution du gaz de schiste aura-t-elle lieu en europe? Analyse comparative dans 14 pays européens. Institut Thomas More, Bruxelles.

Nakano, J., 2012. Prospects for shale gas development in Asia: examining potentials and challenges in China and India. Center for Strategic and International Studies, Washington.

National Bureau of Statistics of China, 2014. Statistical Communiqué of the People's Republic of China on the 2013 <http://www.stats.gov.cn/english/PressRelease/201402/t20140224_515103.html> [consulté le 22/04/2016]

National Energy Technology Laboratory, 2013. Modern Shale Gas Development in the United States: An Update. US DOE, NETL.

NEA, IEA, OECD, 2015. Projected Costs of Generating Electricity 2015. OECD, Paris.

Ngo, D.M., 2013. Why China Lags Behind the U.S. in Shale Gas Development. Energy in Asia Blog, January 13 < http://energyinasiablog.com/2013/01/why-china-lags-behind-us-shale-gas-development/> [consulté le 1/06/2017].

Ni, C., 2009. China Energy Primer. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory < http://escholarship.org/uc/item/33h506tj#page-13> [consulté le 1/06/2017]

North American Energy Working Group, 2005. North American Natural Gas Vision. Wilson Center, Washington DC. < https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/nothamericangasvision.pdf> [consulté le 1/06/2017]

Norton Rose Fulbright, 2012. Shale Gas: A Game Changer for China's Energy Consumption Pattern? <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/64018/shale-gas-a-game-changer-for-chinas-energy-consumption-pattern> [consulté le 13/05/2015]

Nülle, G.M., 2015. Prospects for shale development outside the USA: evaluating nations' regulatory and fiscal regimes for unconventional hydrocarbons. J. World Energy Law Bus. 8, 232–268.

OPECST, 2013. Rapport sur Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels (No. 1581). France. Assemblée Nationale.

OPECST, 2011. Rapport d'information sur les gaz et huile de schiste (No. 3517). France. Assemblée Nationale.

Pachauri, R. K., Mayer, L., eds., 2015. Climate change 2014: synthesis report. Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva.

Paltsev, S., Zhang, D., 2015. Natural gas pricing reform in China: Getting closer to a market system? Energy Policy 86, 43–56.

Papon, P., 2014. Le gaz de schiste : mythes et réalités. Enjeux et limites d'une révolution annoncée. Futuribles 399.

Parlement européen, 2012. Gaz de schiste: les États membres ont besoin de règles solides sur la fracturation hydraulique, affirment les députés. <http://www.europarl.europa.eu/news/fr/news-room/20121116IPR55711/Gaz-de-schiste-des-r%C3%A8gles-solides-sur-la-fracturation-hydraulique>[consulté le 14/01/2016]

Pearson, I., Zeniewski, P., Gracceva, F., Zastera, P., McGlade, C., Sorrell, S., Speirs, J., Thonhauser, G. 2012. Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union. Joint Research Centre – Institute for Energy and Transport.

Percebois, J., 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. Cahier de recherche 09.02.81. Creden, Montpellier.

Platts, 2016. International gas report 795.

Polish Geological Institute, 2012. First report: Assessment of shale gas and shale oil resources of the lower paleozoic baltic-podlasie-lublin basin in Poland. Polish Geological Institute – National Research Institute (PGI).

Ratner, M., Nelson, G. M., Lawrence, S. V., 2016. China's Natural Gas: Uncertainty for Markets. Congressional Research Service < https://fas.org/sgp/crs/row/R44483.pdf> [consulté le 1/06/2017]

Richardson, N., Gottlieb, M., Krupnick, A. J., Wiseman, H., 2013. The State of State Shale Gas Regulations. Resources for the Future, Washington DC.

Rogers, H.V., 2016. Asian LNG demand: Key Drivers and Outlook. Oxford Institute for Energy Studies.

Rogers, H.V., 2015. The impact of lower gas and oil prices on global gas and LNG markets. Oxford Institute for Energy Studies.

Rogner, H.-H., 1997. An Assessment of World Hydrocarbon Resources. Annu. Rev. Energy Environ. 22, 217–262.

Rojey, A., 2013. Le gaz naturel: de la production aux marchés. Technip, Paris.

Rojey, A., Durand, B., 1994. Le gaz naturel: production, traitement, transport, Publications de l'Institut français du pétrole. Technip, Paris.

Saussay, A., 2014. Can the U.S. shale revolution be duplicated in Europe? <hal-01140573>

Schackmann, A., 2013. Obstacles to shale gas development in Eastern Europe: Green Activism or Red Politics? Heinonline < http://heinonline.org/HOL/LandingPage?handle=hein.journals/lbjalopua21&div=6&id=&page=> [consulté le 1/06/2017]

Serbutoviez, S., 2012. Les hydrocarbures Offshore. IFPEN Panorama 2012 < http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/content/download/71825/1530734/version/6/file/Panorama2012_09-VF-HydrocarbureOffshore.pdf> [consulté le 1/06/2017]

Siliverstovs, B., L'Hégaret, G., Neumann, A., von Hirschhausen, C., 2005. International market integration for natural gas? A cointegration analysis of prices in Europe, North America and Japan. Energy Econ. 27, 603–615. doi:10.1016/j.eneco.2005.03.002

Speight, J.G., 2013. Shale gas production processes. Gulf Professional Publishing.

Spencer, T., Sartor, O., Mathieu, M., 2014. Unconventional wisdom- economic analysis of US shale gas and implication for the EU. Iddri, Paris.

Statistica, s.d. Electricity price worldwide by select country 2015 <http://www.statista.com/statistics/477995/global-prices-of-electricity-by-select-country/> [consulté le 19/05/2016]

Stern, J. P., ed., 2008. Natural gas in Asia: the challenges of growth in China, India, Japan, and Korea, 2nd ed. Oxford University Press, New York.

Stern, J.P., Rogers, H.V., 2014. The dynamics of a liberalised European gas market: key determinants of hub prices, and roles and risks of major players. Oxford Institute for Energy Studies.

Stevens, P., 2012. The 'shale gas revolution': Developments and changes. Chatham House, London.

Stevens, P., 2010. The "shale gas revolution": hype and reality. Chatham House, London.

Tian, L., Wang, Z., Krupnick, A., Liu, X., 2014. Stimulating shale gas development in China: A comparison with the US experience. Energy Policy 75, 109–116.

Tobin, Jim, Phil Shambaugh, Dana Van Wagener, 1989. Natural Gas Production in the Post-NGPA Decade. Nat. Gas Mon. DOE/EIA-0130.

TOTAL, 2007. Gaz acides. Une expertise historique <https://www.yumpu.com/fr/document/view/15509347/gaz-acides-une-expertise-historique-pdf-1142-mo-totalcom> [consulté le 3/01/2014]

UNEP/DEWA/GRID-Geneva, 2006. Renewable water resources and dependancy ratio. < http://www.grid.unep.ch/products/4_Maps/water_resources_mapb.jpg> [consulté le 2/06/2017]

UNFCCC, 2015. Historic Paris Agreement on Climate Change 195 Nations Set Path to Keep Temperature Rise Well Below 2 Degrees Celsius <http://newsroom.unfccc.int/unfccc-newsroom/finale-cop21/> [consulté le 5/09/2016]

US DOE, 2011. Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer - Geology, Regulations, Environmental Considerations, Hydraulic Fracturing, Protecting Groundwater, Pollution Threats. Progressive Management, S.l.

US DOE/EIA, 2013. International Energy Outlook 2013.

Veillerette, F., Jobert, M., 2011. Le vrai scandale des gaz de schiste. Les Liens qui Libèrent, Paris.

Victor, D.G., Jaffe, A., Hayes, M.H., 2006. Natural gas and geopolitics from 1970 to 2040. Cambridge University Press.

Vollebergh, H.R.J., Drissen, E., Verdonk, M., 2015. Unconventional Gas and the European Union: Prospects and Challenges for Competitiveness. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, Bilthoven.

Wang, C., Wang, F., Du, H., Zhang, X., 2014. Is China really ready for shale gas revolution—Re-evaluating shale gas challenges. Environ. Sci. Policy 39, 49–55.

Wang, J., Feng, L., Zhao, L., Snowden, S., 2013. China's natural gas: Resources, production and its impacts. Energy Policy, Special section: Long Run Transitions to Sustainable Economic Structures in the European Union and Beyond 55, 690–698.

Wang, J., Mohr, S., Feng, L., Liu, H., Tverberg, G.E., 2016. Analysis of resource potential for China's unconventional gas and forecast for its long-term production growth. Energy Policy 88, 389–401.

Wang, Q., Chen, X., Jha, A.N., Rogers, H., 2014. Natural gas from shale formation – The evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States. Renew. Sustain. Energy Rev. 30, 1–28.

Wang, T., Lin, B., 2014. China's natural gas consumption and subsidies—From a sector perspective. Energy Policy 65, 541–551.

Wang, Z., Krupnick, A., 2013. A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom? Discussion paper 13-12. Resources for the Future, Washington DC.

Wang, Z., Krupnick, A., 2013. US Shale Gas Development What Led to the Boom? Resources for the Future, Washington DC.

Weijermars, R., 2013. Economic appraisal of shale gas plays in Continental Europe. Appl. Energy 106, 100–115.

Weymuller, B., 2010. Les perspectives du shale gas dans le monde. Ifri, Paris.

White, M., Phua, D., 2014. Natural Gas Imports into China – Prospects for Growth. Lexology, September 6 < http://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=858b5de9-43c4-4926-9e87-cc7d9b032fd9> [consulté le 1/06/2017]

Wood, D.A., 2016. Natural gas imports to Europe: The frontline of competition between LNG and pipeline supplies. J. Nat. Gas Sci. Eng. 36, Part A, A1–A4.

Xingang, Z., Jiaoli, K., Bei, L., 2013. Focus on the development of shale gas in China—Based on SWOT analysis. Renew. Sustain. Energy Rev. 21, 603–613.

Yang, C.T., 2012. China Drills Into Shale Gas, Targeting Huge Reserves Amid Challenges. National Geographic News. <http://news.nationalgeographic.com/news/energy/2012/08/120808-china-shale-gas/>[consulté le 31/05/2016]

Ycharts, 2017. Japan Liquefied Natural Gas Import Price <https://ycharts.com/indicators/japan_liquefied_natural_gas_import_price> [consulté le 1/06/2017]

Yergin, D., 2014. The global impact of US shale [WWW Document]. Eco-Bus. <http://www.eco-business.com/opinion/global-impact-us-shale> [consulté le 15/07/2015]

Yu, S., 2015. Evaluation of socioeconomic impacts on and risks for shale gas exploration in China. Energy Strategy Rev. 6, 30–38.