

Université Libre de Bruxelles
Institut de Gestion de l'Environnement et d'Aménagement du Territoire
Faculté des Sciences
Master en Sciences et Gestion de l'Environnement

**Gaz de roche-mère, quelles sont les perspectives pour l'Union européenne à
l'horizon 2050 :
Opportunités ou menaces ?**

Mémoire de Fin d'Etudes présenté par
LOIRE, Stéphanie

En vue de l'obtention du grade académique de
Master en Sciences et Gestion de l'Environnement
Finalité Gestion de l'Environnement
Ma 120ECTS M-ENVIG
Année Académique : 2015-2016

Directeur : Prof. Pierre-Louis KUNSCH

RESUME

La question de l'exploitation des gaz de roche-mère dans l'Union européenne qui fait face à de nombreux défis quant à sa dépendance énergétique notamment pour le gaz, sa dépendance envers un nombre limité de fournisseurs en particulier la Russie qui la soumettent à des risques élevés de rupture d'approvisionnement comme l'ont montré les crises successives avec l'Ukraine en 2006 et 2009.

La possibilité d'avoir des gisements importants de gaz de roche-mère sur son territoire lance le débat au sein de l'UE quant à leur exploitation. En effet, la technique utilisée qui combine la fracturation hydraulique et le forage horizontal pourrait avoir de nombreux impacts environnementaux comme l'ont montré certains exemples aux Etats-Unis où cette technologie est utilisée depuis une trentaine d'années. L'exemple américain montre également les opportunités que peut représenter cette ressource en terme d'indépendance énergétique, compétitivité et objectifs climatiques.

L'Union Européenne doit-elle envisager l'exploitation des gaz de roche mère sans pour autant menacer les acquis communautaires en matière d'environnement ? Est-ce que le cadre législatif est suffisant ?

Il existe encore beaucoup d'incertitudes, que la recherche dans l'exploration et les technologies doivent poursuivre. Les incertitudes sont encore nombreuses quant aux gisements de gaz de roche-mère et la quantité exploitable que seules des explorations pourront permettre de connaître. La réglementation européenne a déjà de nombreux acquis en matière d'environnement et une législation très stricte qui permettrait d'éviter des impacts environnementaux irréversibles et à l'encontre des objectifs de l'UE. Les gaz de roche-mère bien que les positions de certains états-membres y soient défavorables, peut apporter des opportunités à l'UE au niveau de sa compétitivité et de politique et d'économie. Il serait donc envisageable de ne pas s'opposer totalement à ces ressources qui pourraient aider à la transition énergétique vers des énergies plus vertes. Il pourrait donc être envisageable pour certains Etats qui possèdent des réserves d'exploitation dans un cadre réglementé les gaz de roche-mère.

REMERCIEMENTS

Ce mémoire de Master est le résultat d'un travail de recherche de plusieurs mois, l'aboutissement de trois années d'études effectuées en parallèle à mon activité professionnelle. En préambule, je souhaite adresser tous mes remerciements aux personnes avec lesquelles j'ai pu échanger et qui m'ont aidée pour la rédaction de ce mémoire.

Je tiens tout d'abord à remercier chaleureusement mon promoteur et professeur Monsieur Pierre-Louis Kunsch pour avoir suscité mon intérêt sur un sujet d'étude passionnant et actuel et de m'avoir initiée à sa discipline. Je lui suis très reconnaissante pour sa grande disponibilité et ses précieux conseils ainsi que pour la confiance qu'il m'a accordée.

Je voudrais remercier aussi toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à mes recherches et à l'élaboration de ce mémoire en particulier les professeurs de l'IGEAT et des différents cours que j'ai suivis.

Merci aux élèves de la formation environnement qui m'ont apporté soutien et solidarité tout au long de ces trois années et sans qui je n'aurais jamais pu continuer.

Enfin, j'adresse mes plus sincères remerciements à ma famille : mes parents, tous mes proches, mes collègues et amis, qui m'ont accompagnée, aidée, soutenue et encouragée tout au long de la réalisation de ce mémoire.

J'exprime toute ma gratitude à toutes les personnes que je n'aurais pas citées et qui ont permis que ce travail se réalise.

CHAPITRE 1 : INTRODUCTION.....	11
1.1. CONTEXTE	11
1.2. PROBLÉMATIQUE	12
1.3. MÉTHODOLOGIE	12
CHAPITRE 2 : CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE EUROPÉEN	14
2.1. CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE.....	14
2.2. MARCHÉ GAZ EUROPÉEN	16
2.2.1 SITUATION ACTUELLE.....	16
2.2.1 TENDANCES FUTURES	18
2.3. DÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE DE L'UE ET DES IMPORTATIONS DE GAZ	19
2.3.1 DÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE	19
2.3.1 DÉPENDANCE AUX IMPORTATIONS DE GAZ	20
2.4. GÉOPOLITIQUE DU GAZ	22
2.5. STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE : OBJECTIFS 2030 ET 2050	27
2.5.1 OBJECTIFS CLIMATIQUES	28
2.5.2 SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE ET SÉCURITÉ DES APPROVISIONNEMENTS ÉNERGÉTIQUES	29
2.5.3 PRÉSERVER L'ENVIRONNEMENT	32
2.5.4 OBJECTIFS ÉCONOMIQUES.....	33
CHAPITRE 3 : SITUATION EUROPÉENNE DES GAZ DE ROCHE-MÈRE.....	34
3.1. LE GAZ DE ROCHE-MÈRE EN EUROPE	34
3.1.1 LES GAZ NON CONVENTIONNELS	34
3.1.2 LES TECHNIQUES D'EXTRACTION	36
3.1.3 RÉSERVES PROUVÉES, PROBABLES	40
3.2. GISEMENTS POTENTIELS DE GAZ DE ROCHE MÈRE EN EUROPE.....	42
3.1.3.1 La Pologne.....	46
3.1.3.2 La France.....	48
3.1.3.3 Le Royaume-Uni	49
3.1.3.4 La Roumanie	50
3.3. POSITION DES ÉTATS MEMBRES EN MATIÈRE DE GAZ DE ROCHE-MÈRE	50
3.4. CADRE LÉGISLATIF AU NIVEAU DE L'UE.....	52
3.5. RÉGLEMENTATIONS NATIONALES ET APPLICATION DE LA LÉGISLATION DE L'UE	56

CHAPITRE 4 : ANALYSE AFOM (SWOT) DE L'EXPLOITATION DES GAZ DE ROCHE-MÈRE AU SEIN DE L'UE 58

4.1. L'EXPLOITATION DES ROCHE-MÈRES POUR L'UE : ATOUTS ET OPPORTUNITÉS.....	59
4.1.1 TRANSITION ÉNERGÉTIQUE.....	59
4.1.2 CRÉATION EMPLOIS ET RELANCE DE L'ÉCONOMIE	61
4.1.3 LÉGISLATION QUI SEMBLE ADAPTÉE	62
4.1.4 SÉCURITÉ DES APPROVISIONNEMENTS ET SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	63
4.1.5 COMPÉTITIVITÉ EUROPÉENNE.....	64
4.2. QUELLES SONT LES FAIBLESSES ET LES MENACES QUE L'EXPLOITATION DES GAZ DE ROCHE-MÈRE REPRÉSENTE POUR L'UE ?.....	67
4.2.1 LES CONTRAINTES D'EXPLOITATION (DENSITÉ, GÉOLOGIE...)	67
4.2.2 IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SANITAIRES	67
4.2.3 PERCEPTION NÉGATIVE POPULATION	70
4.2.4 S'ÉLOIGNE OBJECTIFS CLIMATIQUES	72
4.2.5 DES INSTABILITÉS POLITIQUES, OBJECTIFS UE.....	74
4.3. SYNTHÈSE SWOT	74

CHAPITRE 5 : CONCLUSION..... 78

ANNEXES

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Part nationale des carburants dans la consommation d'énergie domestique des pays membres de l'UE, 2013. Source : (Eurostat, 2015).....	15
Figure 2 : Dépendance énergétique de l'UE par carburant en 1990, 2000 et 2013. (1000 ktep) Source : (Eurostat, 2015).....	16
Figure 3 : Demande en gaz par secteur pour les pays de l'OCDE Europe de 2001 à 2021. (OCDE/AIE, 2016)	17
Figure 4 : Génération d'électricité brute par carburants EU-28 de 1990 à 2013. (TWh).....	17
Figure 5 : Importation de gaz pour l'UE-28 en 20m1 (%). Source : Eurostat Mai 2015 (Commission Européenne, 2015).....	21
Figure 6 Dépendance des pays de l'UE envers le gaz russe. Source : Gas Infrastructure Europe, Reuters 2014. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015).....	22
Figure 7 : Gazoduc, terminaux de GNL et caves de stockage en Europe. Source : KBB Underground Technologies GmbH. (Truffer, 2014).....	23
Figure 8 Les principales routes d'approvisionnement de gaz russe vers l'Europe, source : Gazprom (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015).....	25
Figure 9 : La géologie des gaz non conventionnels et conventionnels. Source : Le Point 5 Aout 2010 « Plein gaz dans les schistes » (Assemblée Nationale Française, 2011).....	35
Figure 10 : Techniques d'exploitation des gaz non conventionnels et conventionnels.	37
Figure 11 : Hypothèses de couts pour les infrastructures. (Commission Européenne, 2014)	40
Figure 12 : Système de classification des ressources. Source : SPE, 2007. (IEA, 2013).....	41
Figure 13 : Diagramme schématique des bassins géologiques en Europe avec possibles gaz de roche-mère et pétrole tight oil. (BGR, 2013)	43
Figure 14 : Bassins estimés en Pologne. Source : Modified from San Leon Energy, 2012. (EIA, 2015).....	46
Figure 15 Concessions pour l'exploration et prospection de gaz non conventionnels (Ministère de l'environnement 2012) et les zones protégées (Uliasz-Misiak, et al., 2014)	48
Figure 16 : Bassins Prospectifs de gaz de roche-mère en France.....	49
Figure 17 Bassins de roche-mère au Royaume-Uni (EIA, 2015).....	49
Figure 18 : Prix du gaz payé à la Russie par les pays de la région de la mer baltique en 2013. Source : RFE/RL and Li Luo 2015 (Godzirmirski, et al., 2015).....	65
Figure 19: Composants des prix de l'électricité et du gaz (Commission Européenne, 2015).....	66

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 Ressources de Gaz de Roche mère estimées par l'Agence Américaine de l'information de l'énergie	45
Tableau 2: Génération électricité par carburant en comparaison avec potentiel reserves	64

INDEX DES SCHEMAS

Schéma 1:Matrice SWOT. Source : auteur	76
Schéma 2 : Interactions économique, sociale, politique et environnementale à l'exploitation des gaz de roche-mère.	77

LISTE DES ABRÉVIATIONS

ACER	Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie
ACIEP	Association espagnole des entreprises d'exploration, de production des hydrocarbures
AEA	Agence pour l'Energie et l'Environnement du Royaume-Uni
ARI	Advanced Resources International, Inc.
AIE	Agence internationale de l'énergie
Ag	Argon
BAT	<i>Best available technology</i>
bcm	Un milliard de mètres cubes
BREF	<i>Best available techniques Reference document</i>
CBM	<i>Coal-bed méthane</i> , gaz de houille
CMM	<i>Coal-mine-méthane</i> , gaz de charbon
CO ₂	Dioxyde de carbone
CH ₄	Méthane
C ₂ H ₆	Éthane
C ₃ H ₈	Propane
C ₄ H ₁₀	Butane
C ₅ H ₁₂	Pentane
COT	Carbone organique total
CRE	Commission de régulation de l'énergie
DG	Direction générale (<i>Directorate General</i>)
<i>DREAL</i>	Directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement
<i>ECHA</i>	<i>European Chemicals Agency</i>
EEG	Loi allemande sur les énergies renouvelables de 2012
EIA	Energy Information Administration
EIE	Évaluation des incidences (ou impacts) des projets sur l'environnement
ESIE	Évaluation des incidences des plans et programmes sur l'environnement
ETS	Emissions Trading System
GEP	Gaz en place

GES	Gaz à effet de serre
He	Hélium
Hg	Mercure
H ₂ S	Sulfure d'hydrogène
ICF	Consultant
IPPC	Directive relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution
JRC	<i>Joint Research Center</i>
ktep	Kilotonne d'équivalent pétrole ou Mille tonnes d'équivalent pétrole
km	Kilomètre
m ³	Mètre cube
MTD	Meilleures techniques disponibles
Mtep	Millions de tonnes-équivalent pétrole ou Mégatonne équivalent pétrole
N ₂	Azote ou diazote
Ne	Néon
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
OGIP	<i>Original Gas in Place</i>
MEP	Membre du Parlement Européen
NBP	<i>National Balancing Point</i>
PEG	Point d'échange de gaz
PIIP	Petroleum Initially in Place
TCE	Traité instituant la Communauté européenne
tcm	<i>Trillion cubic metric</i> , mille milliards de mètre cube

REACH	<i>Registration, Evaluation, Authorization and restriction of CHemicals</i> , Enregistrement, évaluation et autorisation des produits chimiques
SWOT	SWOT est l'abréviation des Strengths (S – forces), Weaknesses (W – faiblesses), Opportunities (O – opportunités), Threats (T – menaces).
TFUE	Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne
TRR	Ressources techniquement récupérables
TTF	<i>Title Transfer Facility</i>
UE	Union européenne
UE-17	Allemagne, Espagne, Autriche, Finlande, Italie, Pays-Bas, Belgique, France, Portugal, Chypre, Grèce, Luxembourg, Royaume-Uni, Danemark, Irlande, Malte, Suède
UE-28	Allemagne, Belgique, France, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Danemark, Irlande, Royaume-Uni, Grèce, Espagne, Portugal, Autriche, Finlande et Suède, Chypre, Estonie, Hongrie, Lettonie, Lituanie, Malte, Pologne, République tchèque, Slovaquie, Slovénie, Bulgarie, Roumanie et Croatie.

CHAPITRE 1 : INTRODUCTION

1.1. Contexte

L'énergie est un domaine stratégique en Europe dont le système énergétique est nécessaire à son développement et au bien-être de ses citoyens. La consommation de l'Union européenne (UE) est importante et celle-ci n'a pas la capacité de produire l'énergie nécessaire à ses besoins ce qui en fait le premier importateur énergétique (Commission Européenne, 2015). Alors que l'UE mise sur les énergies renouvelables, et établit des objectifs précis quant à leur développement jusqu'en 2050, les hydrocarbures (pétrole et gaz) dominent le marché qui est très volatile, les prix fluctuent constamment et sont sensibles à chaque événements politiques ou économiques. L'UE doit donc envisager des stratégies énergétiques en adéquation avec des objectifs économiques et de compétitivité mais aussi des objectifs environnementaux qu'elle s'est fixés afin de se développer durablement. Ces stratégies énergétiques sont basées sur la sécurité énergétique et des approvisionnements, la compétitivité du marché et la durabilité afin de diminuer sa dépendance énergétique et préserver sa compétitivité à l'échelle internationale tout en préservant l'environnement et le climat.

La révolution des gaz non conventionnels aux Etats-Unis a changé l'équilibre géopolitique. Les prix du gaz ont chuté, ce qui a dynamisé l'économie américaine. Les Etats-Unis ont presque atteint leur indépendance énergétique en matière de gaz tout en diminuant leurs émissions de CO₂ car le gaz a remplacé le charbon. Cette nouvelle ressource intéresse et quand l'agence américaine de l'énergie estime que l'Europe aurait 13.16 tcm (milliers de milliards mètres cube) de ressources non conventionnelles non prouvées sur son sol, la question se pose aux Etats-membres : doivent-ils envisager ou non l'exploitation de ces gaz non conventionnels ? (Szalai , 2013)

Mais l'exploitation des gaz de roche-mère est très controversée et les débats sont nombreux car il existe beaucoup d'incertitudes sur les impacts des techniques utilisées. De plus les conditions avantageuses qu'ont les Etats-Unis en terme géologique, de densité, de législation moins contraignante, de propriété des sols sont tout à fait différentes de celles de l'Union européenne. J'ai affiné mon étude uniquement au gaz de roche-mère car les technologies pour son extraction sont plus développées et les taux de récupération plus importants par rapports aux autres gaz conventionnels. Les conditions étant moins avantageuses, les risques peuvent être trop grands pour décider d'exploiter le gaz de roche-mère. Ma question de recherche, dans un premier temps, a été de savoir si oui ou non les dirigeants des Etats membres de l'UE doivent envisager d'exploiter les gaz non conventionnels. Choisir le cadre géographique de l'UE me semblait intéressant car l'UE essaie de construire une Union de l'énergie et ainsi créer un cadre de gouvernance en matière de décision pour choisir les nouveaux

modèles énergétiques même si chaque Etat ¹membre garde le choix de son propre bouquet énergétique tant que celui-ci respecte les objectifs décidés par l'UE. J'ai gardé les données du Royaume-Uni qui représente un fort potentiel de ressources pour les gaz de roche-mère et est favorable à son extraction. De plus quand j'ai commencé le mémoire, le Royaume-Uni n'avait pas encore manifesté son souhait de sortir de l'Union européenne. Enfin les termes de sa sortie vont être pour l'instant inconnus puisqu'ils doivent se négocier sur plusieurs années. Il est intéressant de penser que le Royaume-Uni pourrait devenir un fournisseur d'énergie à l'Union européenne. Une fois le cadre géographique choisi, délimiter le champ de l'étude dans le temps a été plus difficile. En effet l'horizon 2030 plus proche me semblait plus pertinent dans un premier temps. Mais en lisant plusieurs textes stratégiques et scientifiques l'horizon 2050, même si la période est très grande, m'a paru un champ d'étude mieux adapté. En effet les stratégies à l'horizon 2050 existent déjà même si celles-ci vont être réévaluées régulièrement. Plusieurs infrastructures (gazoduc et GNL) sont actuellement en projet ce qui laisse penser que le choix stratégique du gaz est forcément un investissement à long terme. Enfin certains pays ont commencé des explorations mais beaucoup sont encore en phase d'indécision et si ces ressources sont exploitées cela ne se fera pas avant 2020 ou 2030.

Il était donc logique que mon étude se fasse jusqu'en 2050.

1.2. Problématique

Après une première revue de la littérature, j'ai pu approfondir ma question de recherche et définir ainsi ma problématique : Les Etats membres de l'UE doivent-ils envisager d'exploiter les gaz de roche-mère sur leur territoire ? Est-ce que cette exploitation suit la stratégie de l'Union Européenne en matière d'énergie et d'environnement ?

1.3. Méthodologie

La pertinence de cette problématique s'est d'ailleurs confirmée au cours des travaux préparatoires de la présente étude. L'abondante bibliographie consacrée à la matière, m'a permis de comprendre le contexte énergétique européen, la géopolitique, les besoins de l'UE, les compétences des institutions européennes et celle des Etats membres en matière de l'énergie. Plusieurs notions ont émergé comme la sécurité des approvisionnements, les enjeux climatiques et la protection de l'environnement, les enjeux économiques et sociaux tels que la compétitivité et l'emploi.

Je me suis ensuite intéressée à la question des gaz de roche-mère en Europe, pourquoi les appelle-t-on non conventionnels, quelles sont leurs particularités, quelles sont les techniques d'exploitation ? Pourquoi la question de leur extraction fait débat et quelles sont les positions de chaque pays en la matière ? Pour avoir un point de vue juridique et légal, j'ai parcouru les textes législatifs en vigueur afin de comprendre si une harmonisation de celles-ci était nécessaire au niveau de l'UE ou si les textes

mis en place et les acquis communautaires étaient suffisants. Je me suis donc basée sur des articles scientifiques, des textes législatifs et des études effectuées par différents organismes. Enfin puisque cette problématique s'adresse à des décideurs, j'ai utilisé deux instruments d'aide à la décision et ainsi effectué une analyse *SWOT* présentant les forces et faiblesses, les opportunités et les menaces avec les informations recueillies. Enfin sur la base de la méthodologie de dynamique des systèmes un diagramme d'influence montre les différentes relations et interconnexions.

Intitulé "Gaz de roche-mère, quelles sont les perspectives pour l'Union européenne à l'horizon 2050 : Opportunités ou menaces ? ", ce mémoire tend ainsi à démontrer grâce à des outils d'analyse quelle pourrait être la meilleure décision qu'un décideur, ici un Etat membre ou l'Union européenne peut prendre sur la question des gaz de roche-mère et quelles sont les pistes à approfondir, à améliorer ou ignorer.

Après une première partie consacrée au contexte énergétique européen, où l'on observe les besoins énergétiques de l'UE, les enjeux géopolitiques et les différentes stratégies de l'Europe. Une seconde partie traitera de la situation européenne des gaz de roche-mère. Que sont les gaz non conventionnels, quelles sont leurs extractions et les ressources dans l'UE. Quel est le positionnement de chaque Etat membre et quelle est la législation en vigueur. Enfin dans la troisième je présente l'analyse *SWOT* des forces et opportunités et des faiblesses et menaces dans un tableau récapitulatif (matrice *SWOT*) et par un diagramme d'influence.

CHAPITRE 2 : CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE EUROPÉEN

La problématique posée par ce mémoire aide à savoir si l'exploitation des gisements potentiels de gaz de roche-mère sur le territoire de l'UE doit être envisagée et si cette exploitation suit la stratégie de l'UE en matière d'énergie et d'environnement. Il est important tout d'abord de comprendre les besoins énergétiques de l'UE de façon générale, puis en particulier pour le gaz. Quels sont ses approvisionnements, quelles sont les conséquences géopolitiques que cela peut impliquer et quel est le cadre réglementaire et stratégique propre à l'Union Européenne en matière énergétique, économique, et environnementale.

2.1. Consommation énergétique européenne

La population européenne (EU-28) était de 500 millions de personnes en 2008 et d'environ 505 millions en 2013, soit une croissance démographique de 4% en cinq ans. La superficie de l'Union européenne est de 4 494 000 km² avec une densité moyenne de 117 habitants au km² en 2013. Par comparaison la densité moyenne aux Etats-Unis est de 27 habitants au km². (ICF International, 2014) L'Union européenne est basée sur une économie où l'énergie est un pilier pour sa croissance, le développement de son économie, la compétitivité et le bien-être de sa population. (Commission Européenne, 2015) La consommation énergétique brute de l'UE-28 en 2013 est de 1 666,318 mégatonnes équivalent pétrole (Mtep) ce qui représente 12% de la consommation mondiale. (Commission Européenne, 2015) Elle est 1,2% plus basse qu'en 2012. La crise financière et économique démarrée en 2008 a en effet engendré une forte baisse de la consommation énergétique en 2009 puis réamorcé une très faible augmentation. En 2009 on constate une très forte diminution de la consommation des carburants solides (baisse de 12%), du gaz naturel (de 6,3%) et des produits pétroliers (de 5,7%). Auparavant, la période 1999-2010 avait été relativement stable. Le taux de consommation énergétique de 2013 est ainsi légèrement plus bas que celui de 2009 selon les données d'Eurostat, l'office de statistiques de l'UE. (Eurostat, 2015) Les données par pays sont détaillées dans l'Annexe I.

Les sources d'énergie primaire (ou brute)² les plus fortement consommées en 2013 sont en majorité des énergies fossiles avec en tête les produits pétroliers (33,4%)³, le gaz (23,2%) et les carburants solides (charbon) (17,2%)⁴, puis le nucléaire (13,6%) et les énergies renouvelables (11,8%). Depuis 1990 l'utilisation des carburants solides a fortement baissé (27,3% en 1990 et 17,2% en 2013) à

² L'énergie primaire ou énergie brute, est l'énergie dites à la source et non transformée (houille, lignite, pétrole brut, gaz naturel, électricité d'origine hydraulique ou nucléaire). (Biomasse Normandie, s.d.)

³ le pétrole et ses produits affiliés comprend le pétrole brut et le Gaz naturel liquéfié (GNL)

⁴ Principalement le charbon

l'avantage du gaz qui a légèrement augmenté. On constate une nette augmentation des énergies renouvelables qui était seulement de 4,3% en 1990. Cette augmentation est la conséquence d'une volonté politique de l'UE qui a favorisé le développement des énergies renouvelables.⁵ (Commission Européenne, 2015) On voit apparaître de nouvelles sources d'énergie comme celles produites par les déchets (1%). On observe également que la part du nucléaire a stagné. (Eurostat, 2015)

La consommation domestique des carburants de chaque pays de l'UE est différente selon leurs propres ressources naturelles, leur localisation, la structure de leur économie et les choix nationaux de leur système énergétique et infrastructures. (Eurostat, 2015) La figure 1 ci-dessous illustre ces diversités au sein de l'UE :

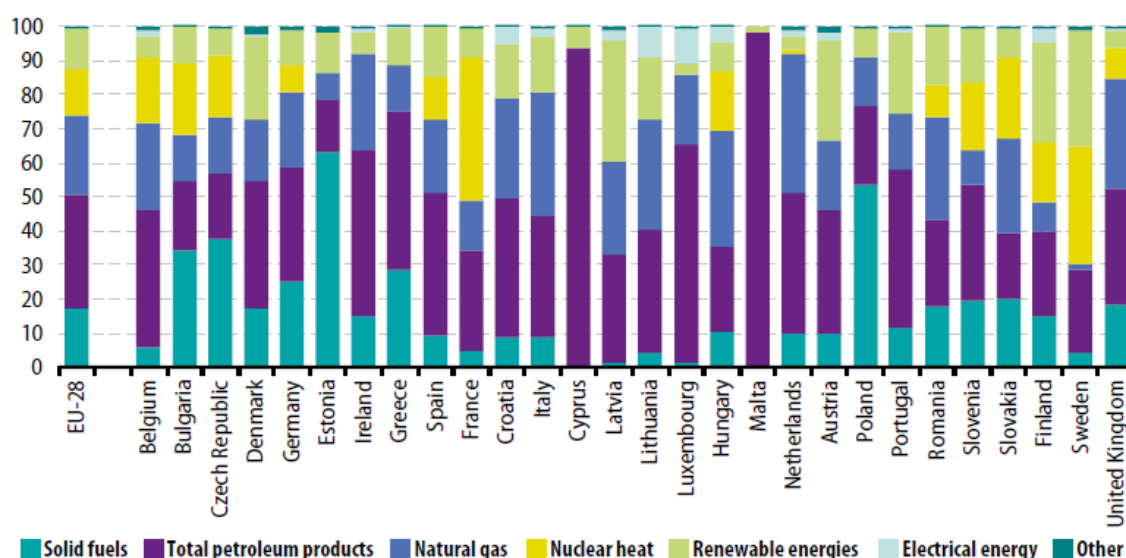


Figure 1 : Part nationale des carburants dans la consommation d'énergie domestique des pays membres de l'UE, 2013. Source : (Eurostat, 2015)

On remarque ainsi à la figure 1 que la Pologne et l'Estonie pour plus de la moitié de leur consommation énergétique, consomment du charbon, certainement parce que ces pays produisent une grosse partie de ce charbon. En effet la Pologne produit 80,5% de son charbon et l'Estonie 78,3%. La Bulgarie, la République tchèque, la Grèce, l'Allemagne et le Danemark ont également une forte consommation de celui-ci. Malte, Chypre et le Luxembourg tout comme la Belgique ont une consommation énergétique basée sur le pétrole. Enfin la France (41,5%) et la Suède (34,3%) utilisent une part importante d'énergie nucléaire. La part du gaz naturel varie fortement, elle est de 40% pour les Pays-Bas et inversement de 2% en Suède, et elle est de plus de 30% pour l'Italie, le Royaume-Uni, la Lituanie et la Roumanie. Seuls deux États membres, la Suède et la Lettonie, ont une consommation de plus de 30% d'énergies renouvelables. (Eurostat, 2015)

⁵ Sont considérés comme énergies renouvelables des sources d'énergies dont le renouvellement naturel est assez rapide pour qu'elles puissent être considérées comme inépuisables à l'échelle du temps humain tel que le solaire, l'éolien, la biomasse, la marée, la géothermie. (Wikipédia, sd)

En 2013, l'UE produit seulement 790 000 kilotonnes équivalent pétrole (ktep) d'énergie brute, 0,7% de moins qu'en 2012 soit 47% de sa consommation de 2013. Les principaux pays producteurs sont la France (17,1%), l'Allemagne (15,3%), le Royaume-Uni (15,3%) bien que celui-ci ait réduit sa production de 50% depuis 2004, la Pologne (8,9%) et les Pays-Bas (8,8%). (Eurostat, 2015)

En effet de 2003 à 2013 la tendance de la production de l'énergie primaire est négative pour la plupart des sources notamment les produits pétroliers avec une baisse de 54%, le gaz qui a diminué de 34,6%. Seules les énergies renouvelables ont augmenté de 84,4%. Douze pays diminuaient ainsi en 2013 leur production d'énergie primaire alors que les 16 autres pays l'augmentaient. (Eurostat, 2015) La dépendance énergétique globale est donc très forte comme illustré à la figure 2 :

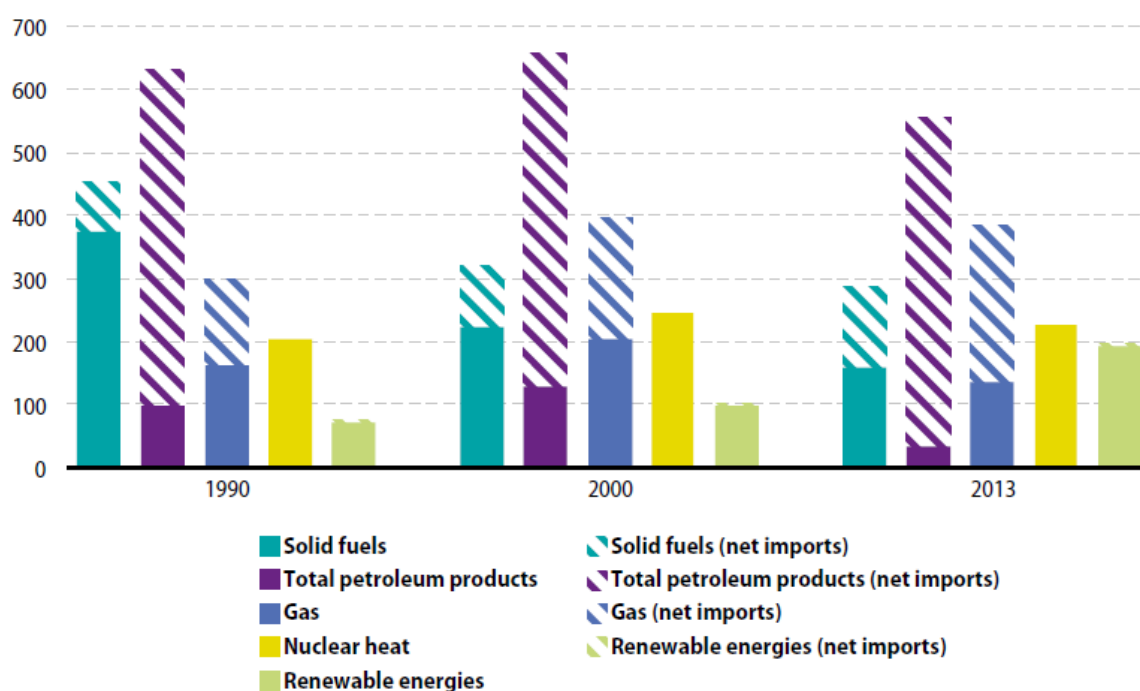


Figure 2 : Dépendance énergétique de l'UE par carburant en 1990, 2000 et 2013. (1000 ktep)
Source : (Eurostat, 2015)

2.2. Marché Gaz européen

2.2.1 Situation actuelle

En 2013 le gaz représente 23% du bouquet énergétique de l'UE soit 1665 Mtep pour l'énergie primaire et 1666 Mtep total d'énergie primaire et secondaire, mais l'UE ne produit que 132 Mtep et doit donc importer 65,3% de son gaz naturel. (Eurostat, 2015)

La figure 3 montre la répartition de l'utilisation du gaz, celui-ci est utilisé pour le chauffage, la production d'électricité et les industries. (OCDE/AIE, 2016)

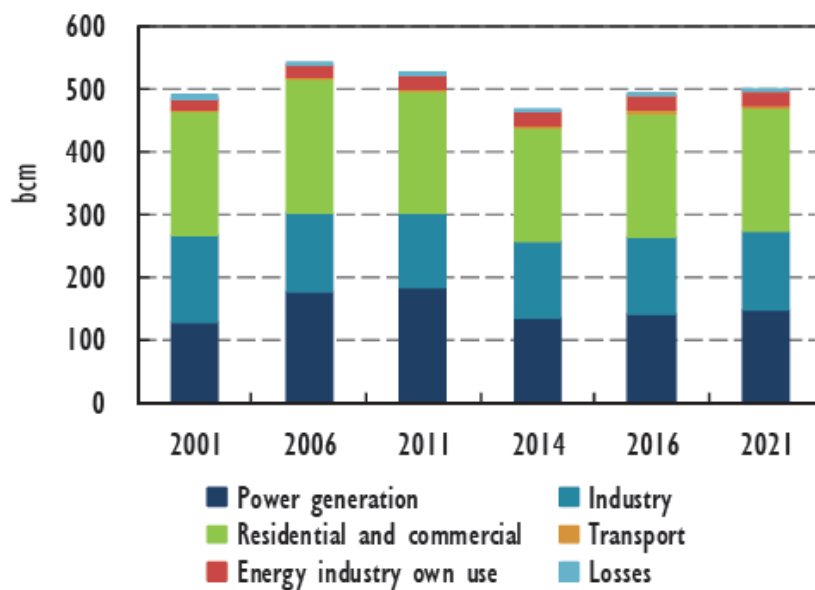


Figure 3 : Demande en gaz par secteur pour les pays de l'OCDE Europe de 2001 à 2021. (OCDE/AIE, 2016)

La figure 4 montre l'évolution de la production d'électricité par carburant (voir détail dans l'Annexe II). On remarque ainsi que l'utilisation du gaz augmente jusqu'en 2008, puis en raison de la crise diminue avec cependant une petite augmentation entre 2009 et 2010. En 2013 la consommation du gaz pour l'électricité est revenue à celle de 2002, au profit des carburants solides qui augmente de nouveau depuis 2009 alors qu'une baisse avait été amorcée en 2007 ainsi qu'au profit des énergies renouvelables qui ont une progression constante depuis 1993.

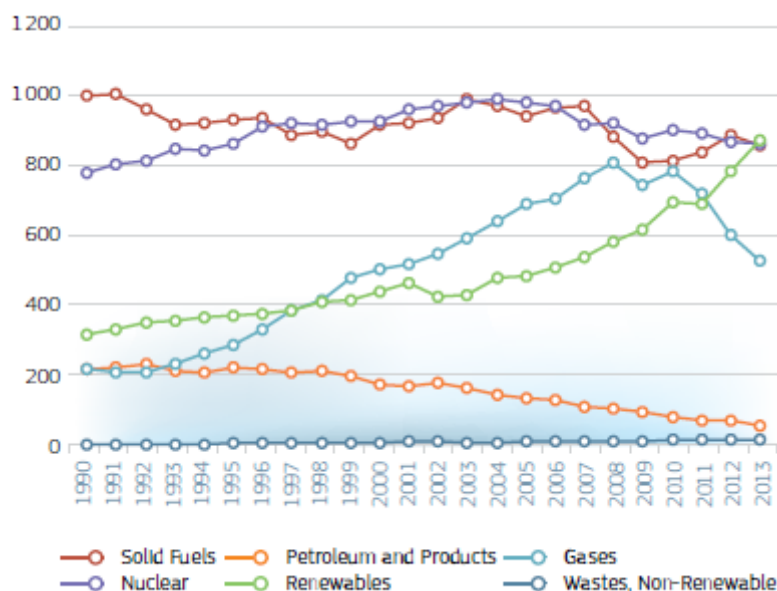


Figure 4 : Génération d'électricité brute par carburants EU-28 de 1990 à 2013. (TWh). Source : Eurostat mai 2015 (Commission Européenne, 2015)

En effet la crise économique que subit l'Europe a eu des conséquences sur l'énergie, la consommation énergétique a diminuée et les sources énergétiques les moins chères comme le charbon ou le nucléaire⁶ ont été favorisées. En conséquence, la demande en gaz comparée à l'année précédente avait diminué pour l'UE de 7% en 2009, de 11% en 2011, puis 2% en 2012, puis 9% en 2014. (CIEP & Franza, 2014) L'avenir du gaz dans le bouquet énergétique européen est donc encore incertain et il faut étudier les scénarios prospectifs afin de voir quelles sont les tendances futures possibles.

2.2.1 Tendances futures

L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) qui donne chaque année des prévisions sur les tendances énergétiques estime dans son dernier rapport sur le gaz, que la consommation de gaz pour les pays de l'OCDE Europe⁷ devrait légèrement augmenter jusqu'en 2021 (+ 0,3 %), bien que celle-ci avait diminué entre 2009 et 2015, en passant de 527 à 490 bcm. Elle devrait ainsi passer de 490 bcm en 2015 à 499 bcm en 2021 ; notamment grâce à la production d'électricité par les centrales à gaz. L'AIE se base sur la croissance de ces centrales à gaz, d'une croissance plus faible des énergies renouvelables et du déclin envisagé de l'énergie nucléaire et du charbon. Le charbon ne concurrence plus le gaz pour la production d'électricité et le gaz peut alors se développer. (OCDE/AIE, 2016)

Les projections jusqu'en 2030, afin d'évaluer les tendances pour la consommation de gaz pour les pays de l'Union européenne⁸ divergent fortement selon les scénarios envisagés. Smith dans une étude rassemble 24 projections réalisées par différents organismes qui donnent des estimations de 402 à 650 bcm en 2030. (Smith, 2013). Certains scénarios proposés par la Commission européenne se basent sur les objectifs stratégiques de l'UE dont la priorité est le développement de l'énergie renouvelable. En raison des prix hauts du gaz surtout par rapport au charbon ces études concluent que la part du gaz devrait diminuer. D'autres scénarios proposés par des compagnies d'énergies fossiles comme BP ou Eurogas se basent sur la sortie du nucléaire envisagée par plusieurs pays comme l'Italie et l'Allemagne en particulier après l'accident nucléaire de Fukushima en 2011. Les objectifs de développement des énergies renouvelables non atteints et les contraintes pour les émissions de gaz à effet de serre tendent donc vers des scénarios où la part du gaz devrait augmenter d'ici 2030. Utilisé pour la production d'électricité, le gaz devrait alors représenter 29 à 39% de la production d'électricité selon les différentes études. (Smith, 2013)

Les prévisions sont donc des tendances qui peuvent évoluer selon des choix politiques ou par l'arrivée de nouvelles ressources comme ce fut le cas pour les gaz de roche-mère aux Etats-Unis. Ces estimations se basent sur des scénarios très divers qui peuvent fortement modifier la consommation de

⁶ Le nucléaire est moins cher car les infrastructures ont déjà été amorties.

⁷ Les pays de l'OCDE d'Europe englobent les pays de l'Union européenne, la Suisse, la Norvège et la Turquie

⁸ L'étude a été effectuée en 2012 alors que l'UE avait 27 pays, la Croatie entre dans l'UE le 1^{er} juillet 2013.

certaines carburants dans l'avenir et donner des résultats tout à fait différents. Ce sont les politiques et les choix d'aujourd'hui qui vont déterminer les investissements à court terme et à plus long terme et définir ainsi l'horizon énergétique mondial de 2050. (Bentham, 2015)

Le gaz est aujourd'hui une haute priorité politique pour l'UE car il représente un quart de son bouquet énergétique, dont un tiers est importé de Russie, et contrairement au charbon et au pétrole si les infrastructures n'existent pas il est difficile de transporter une grande quantité de gaz. (Tagliapietra & Zachmann, 2016) La question du gaz et de son approvisionnement devient donc une question stratégique et politique et il est important de comprendre cette géopolitique.

2.3. Dépendance énergétique de l'UE et des importations de gaz

2.3.1 Dépendance énergétique

La production d'énergie primaire dans l'UE ne cesse de décroître notamment les carburants solides (-6,2%), le pétrole et ses produits affiliés (-5,9%) ainsi que le gaz (-1,1%) alors que sa consommation aurait tendance à augmenter ce qui accentue la dépendance énergétique⁹ de l'Union européenne. (Eurostat, 2015)

Cette dépendance énergétique n'est pas constante et de 1990 à 2014, elle a oscillé avec un point culminant en 2008, mais celle-ci est toujours située au-dessus de 50% de son énergie consommée depuis 2004. En 2014 elle est de 53,4%. (Eurostat, 2016)

La dépendance énergétique des différents Etats Membres est très contrastée. En 2014 certains états sont très dépendants comme Malte (97,7%), le Luxembourg (96,6%), Chypre (93,4%), l'Irlande (85,3%), la Belgique (80,1%) et la Lituanie (77,9%). Alors que d'autres ont une faible dépendance comme l'Estonie (8,9%), le Danemark (12,8%) ou la Roumanie (17,0%). Enfin la Pologne (28,6%), la République Tchèque (30,4%), la Suède (32,0%), les Pays-Bas (33,8%) et de la Bulgarie (34,5%) ont une dépendance plus modérée. Parmi les cinq États membres les plus consommateurs d'énergie, certains sont moins dépendants comme le Royaume-Uni (45,5%) et la France (46,1%), alors que d'autres le sont fortement tels que l'Allemagne (61,4%), l'Espagne (72,9%) et l'Italie (75,9%). (Eurostat, 2016)

En 2014 neuf pays sont à leur niveau le plus bas de dépendance depuis 1990 (la Bulgarie, l'Estonie, la

⁹ Le taux de dépendance énergétique montre dans quelle mesure une économie est tributaire des importations pour couvrir ses besoins énergétiques. Il est obtenu en divisant les importations nettes d'énergie par la consommation intérieure brute d'énergie qui comprend les variations de stocks), y compris les combustibles livrés aux soutes maritimes internationales. Le résultat est exprimé en pourcentage. Un taux de dépendance négatif signifie que le pays est exportateur net d'énergie, tandis qu'un taux supérieur à 100% est associé à la constitution de stocks. (Eurostat, 2016)

France, l'Italie, la Lettonie, le Luxembourg, Malte, le Portugal et la Roumanie) alors que la République Tchèque est à son pic. (Eurostat, 2016)

Pour le gaz, en 2013 on voit que la dépendance est très forte dans la plupart des pays européens (voir Annexe III). Seuls le Danemark et les Pays-Bas produisent et exportent leur gaz, et la Roumanie (11,9%), la Croatie (31,9%) et le Royaume-Uni (50,1%) ont une dépendance inférieure ou égale à 50%. Le reste des pays de l'UE ont une dépendance pouvant aller de 74,2% à 115,5%.

2.3.1 Dépendance aux importations de gaz

Cependant quelques pays européens produisent du gaz, les principaux producteurs au sein de l'UE sont les Pays-Bas (88,7%), la Croatie (41,6%), la Roumanie (32,9%), le Royaume-Uni (30%) et le Danemark (25,8%). (Eurostat, 2015)

Les réserves prouvées de gaz fin 2015 sont en dessous de 0,05 mille milliards de mètres cubes (tcm) pour l'Allemagne, le Danemark et l'Italie, de 0,7 tcm pour les Pays bas, 0,1 tcm pour la Pologne et 0,2 tcm pour le Royaume-Uni. (BP, 2016)

En 2015 les Pays Bas produisent 43 milliards de mètres cubes (bcm). La production a diminué de 22,3% par rapport à 2014. Le Royaume Uni produit 39,7 bcm en 2015, sa production était de 88,2 bcm en 2005. L'Allemagne produit 7,2 bcm. Sa production a diminué de 6,9% comparé à 2014. La Roumanie produit 10,3 bcm en 2015 et garde une production plutôt constante depuis plusieurs années. L'Italie produit 6,2 bcm en 2015 et a baissé sa production de 5,3% par rapport à l'année précédente. Le Danemark produit 4,6 bcm en 2015 ce qui par rapport à 2010 a diminué de moitié sa production. Enfin la Pologne produit 4,1 bcm. Sa production reste constante. (BP, 2016)

La production de gaz dans l'UE ne suffit pas à combler ses besoins. Celle-ci est donc obligée d'importer environ 65% de sa consommation, et les importations ont tendance à s'intensifier. (Commission Européenne, 2015) Par exemple en 2015 l'une des plus grosses importations nettes volumétriques constatée est celle de la France par une augmentation de +28.8%. Les importations de GNL ont augmenté également de +15.9% pour l'Europe. (BP, 2016)

La figure 2 dans la partie 2.1 montrait d'ailleurs que la dépendance pour le gaz a fortement augmenté entre 2000 et 2013 alors que les besoins sont restés les mêmes. La figure 5 ci-dessous présente les différents pays fournisseurs de gaz de l'UE ainsi que leur part dans les importations.

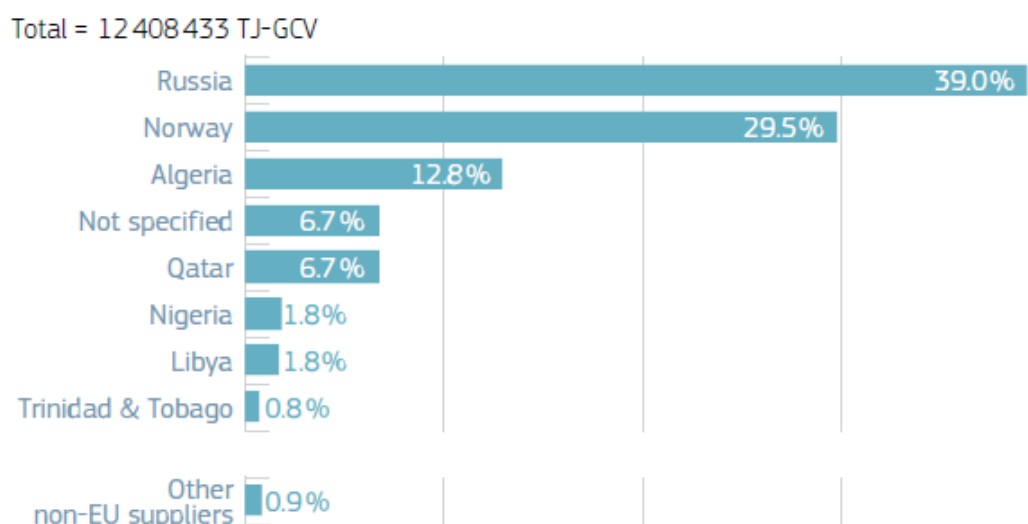


Figure 5 : Importation de gaz pour l'UE-28 en 20m1 (%). Source : Eurostat Mai 2015 (Commission Européenne, 2015)

Le plus gros fournisseur de l'UE est la Russie. Les importations provenant de Russie ont décliné de 44,1% à 29,5% entre 2003 et 2010, puis ont augmenté de nouveau afin d'atteindre 39% en 2013. Le second fournisseur de gaz de l'UE est la Norvège (29,5%). Les autres principaux fournisseurs en gaz naturel de l'UE en 2013 sont l'Algérie (12,8%), le Qatar (6,7%), le Nigeria (1,8%), la Lybie (1,8%), et Trinidad et Tobago (0,8%). (Commission Européenne, 2015) (Voir Annexe IV)

L'UE doit donc importer une grosse partie de son gaz afin de subvenir à ses besoins. Ces importations traversent des infrastructures sur de longues distances et proviennent d'un nombre limité de fournisseur ce qui fragilise fortement la sécurité d'approvisionnement de l'UE. (Furfari, 2007) En effet plus de deux tiers (69,1% en 2013) de ses importations en gaz provient soit de la Russie ou de la Norvège. (Elle était de 59,6% en 2011) (Eurostat, 2015) La figure 8 montre les pays dépendants au gaz russe. (voir Annexe V)

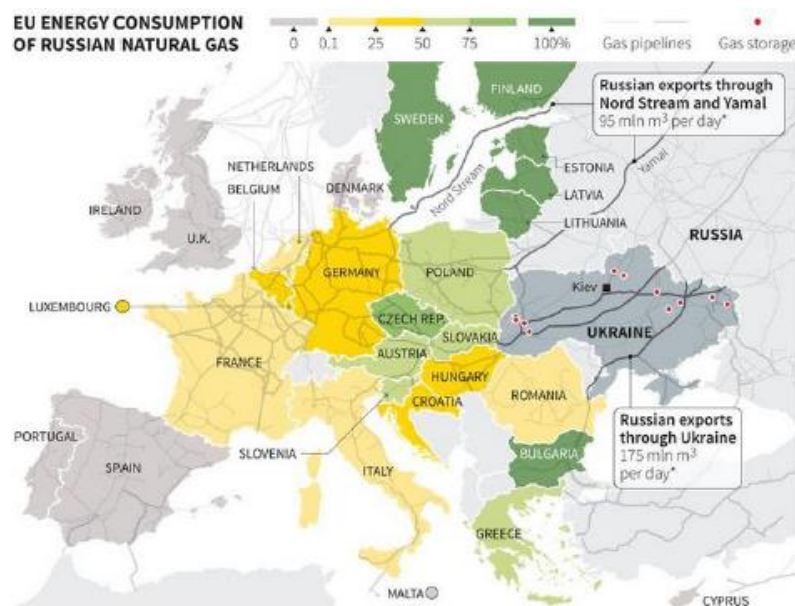


Figure 6 Dépendance des pays de l'UE envers le gaz russe. Source : Gas Infrastructure Europe, Reuters 2014. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015)

La dépendance des importations de gaz pour l'UE est donc forte et en augmentation, c'est pourquoi la sécurité énergétique et celle des approvisionnements en gaz est ainsi devenue une priorité pour l'Union européenne. Afin de mieux comprendre ces mécanismes il est important de comprendre les relations que peut avoir l'UE avec ses fournisseurs et les implications géopolitiques.

2.4. Géopolitique du gaz

L'Europe possède de nombreuses infrastructures la reliant à ses principaux fournisseurs en gaz. Celles-ci sont représentées à la figure 6. On retrouve leurs détails dans l'Annexe VI.

L'UE a tout un réseau de gazoducs d'une capacité totale de 530 bcm par année. De nouveaux gazoducs sont en construction pour importer le gaz de la région Caspienne et éventuellement à plus long terme de l'Iran et de l'Iraq, en passant par la Turquie et l'Italie. Par contre la construction du gazoduc reliant les Balkans et l'Autriche à la Russie a été suspendue pour non-respect des règles du marché commun. L'UE a également des terminaux d'importation de gaz liquéfié GNL. D'autres sont en cours de construction. Cependant la capacité totale de ces terminaux n'est pas atteinte en raison de la forte concurrence asiatique qui a fait chuter les importations de 76.5 milliards de m³ (bcm) en 2011 à 37.4 bcm en 2013. En 2014 seulement 16% de la capacité des terminaux (207 bcm) a été utilisée. (Parlement Européen, 2014)

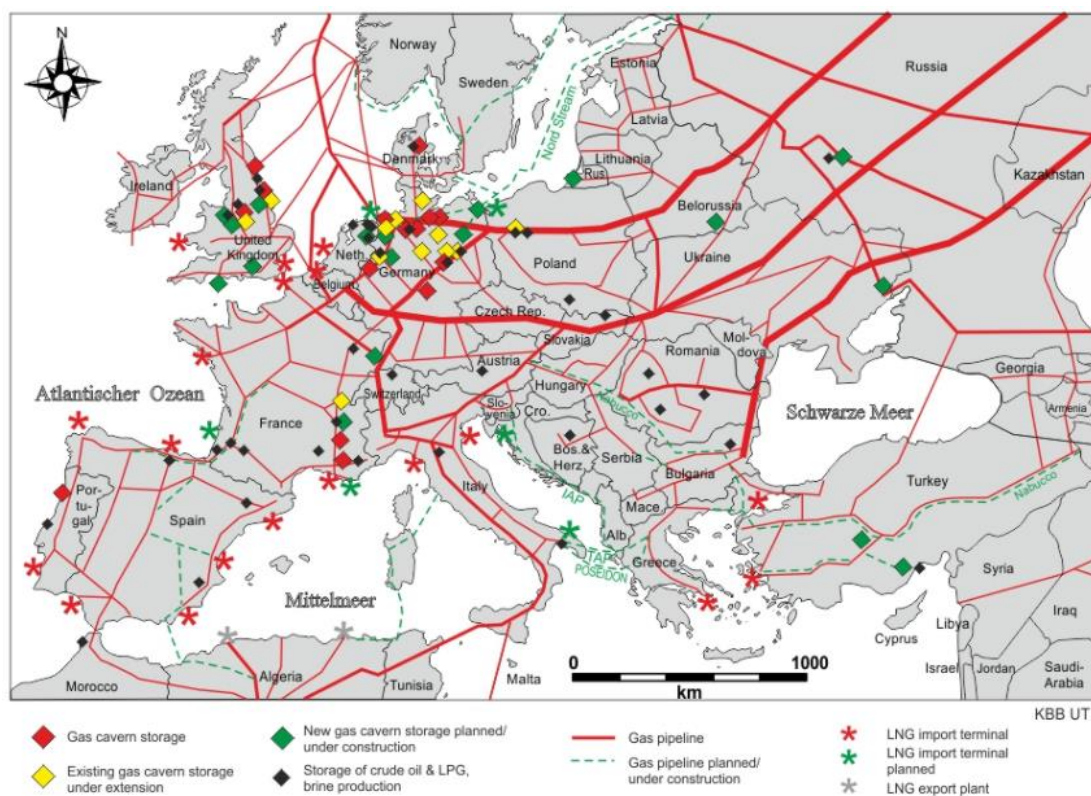


Figure 7 : Gazoduc, terminaux de GNL et caves de stockage en Europe. Source : KBB Underground Technologies GmbH. (Truffer, 2014)

La Russie est le principal fournisseur en gaz de l'Union européenne (119 Gm³ livrés en 2014). Ses principaux clients sont l'Allemagne (avec 38,5 Gm³ en 2014), l'Italie (21.3 Gm³) et la Pologne (8,9 Gm³). (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015) La Lettonie, la Bulgarie, l'Estonie, la Finlande importent 100% de leur gaz à la Russie ce qui représente environ 20% de leur bouquet énergétique. Pour l'Autriche, l'Allemagne, la République Tchèque, la Slovaquie, la Hongrie, la Pologne et la Grèce, le gaz naturel russe représente plus de 10% de leur consommation et a donc une part significative. (Austvik, 2016) La Russie est le fournisseur historique de par sa localisation et ses réserves abondantes avec qui le partenariat s'est forgé à l'époque de l'Union soviétique sur fond de guerre froide, mettant en place une structure basée sur des contrats à long terme (allant parfois jusqu'à 25 ou 30 ans) définissant des prix du gaz indexés sur les cours du pétrole et des clauses *take-or-pay*¹⁰. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015)

Pour beaucoup de pays européens et en particulier les pays de l'ex-Union soviétique la dépendance au

¹⁰ Ces clauses prévoient un engagement du vendeur sur la mise à disposition du gaz auprès de l'acheteur et une garantie de ce dernier d'un paiement d'une quantité minimale d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015)

gaz russe (et pétrole) est un problème de sécurité prioritaire dans les agendas politiques et un élément important des relations diplomatiques avec la Russie. (Austvik, 2016) Les relations avec la Russie vont être en effet très différentes avec les États membres selon si ces derniers importent ou non du gaz russe. Par exemple les pays baltes très dépendants craignent que la Russie utilise son arme énergétique en menaçant d'interrompre les approvisionnements, faisant ainsi pression dans les négociations et relations politiques. (Esper & Mandil, 2012)

Mais la Russie reste un partenaire stratégique et si l'UE a besoin du gaz russe, l'UE est un client important pour la Russie. En effet 71% du gaz russe à l'exportation part sur le marché européen. (Parlement Européen, 2014) En 2009 la part d'exportation d'hydrocarbures de la Russie vers l'UE représentait 30% de son budget et une baisse des exportations vers l'UE serait également problématique pour la Russie. (Esper & Mandil, 2012) C'est pourquoi depuis 2014, la Russie et l'Union européenne cherchent tous deux à diversifier leurs partenaires. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015)

La Russie dispose ainsi d'une capacité d'exportation vers l'UE de plus de 190 Gm³. Ces exportations se font via trois gazoducs que l'on peut voir à la figure 7. Le gazoduc Brotherhood, entré en service en 1967, d'une capacité annuelle de 100 Gm³, transitant par l'Ukraine, approvisionne les pays d'Europe centrale et de l'Ouest ainsi que les pays du Sud-Est de l'Europe jusqu'en Turquie. Le gazoduc Yamal-Europe I (2000 kilomètres), entré en service en 1994 d'une capacité annuelle de 33 Gm³, transporte le gaz russe vers la Pologne et l'Allemagne en traversant la Biélorussie. Enfin le gazoduc Nord Stream (1 220 kilomètres) qui réunit Gazprom, Engie, les Allemands E.ON et Wintershall et le néerlandais Gasunie, entré en service en 2012, peut acheminer jusqu'à 55 Gm³/an de la Russie directement à l'Allemagne, via la mer baltique, contournant les pays Baltes, la Pologne et l'Ukraine. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015)

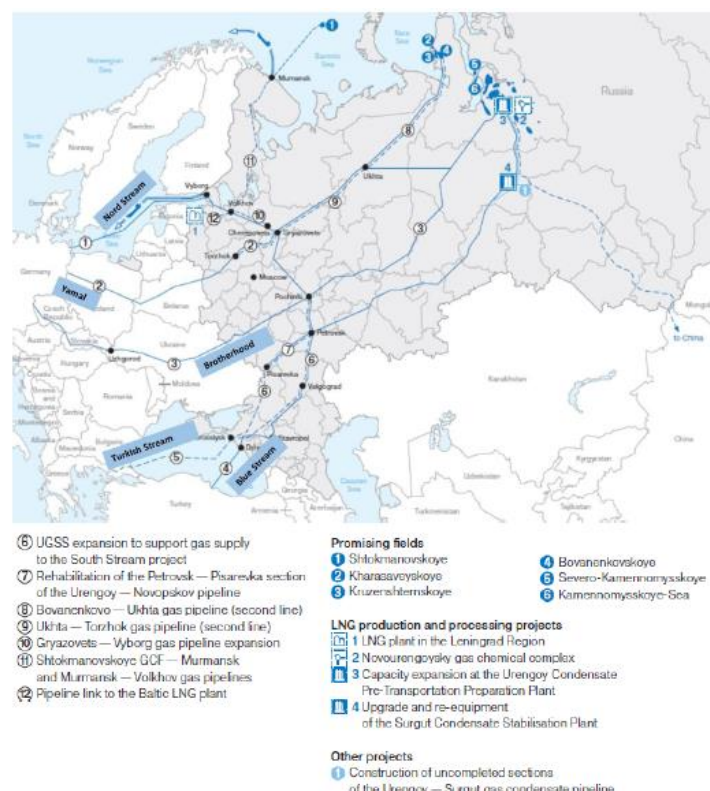


Figure 8 Les principales routes d'approvisionnement de gaz russe vers l'Europe, source : Gazprom (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015)

La Norvège est le deuxième fournisseur de gaz dans l'Union européenne, membre de l'Espace Economique européen (EEE)¹¹, les relations avec l'UE sont toutes autres (comparé aux relations UE/Russie) car elle applique les réglementations européennes depuis la mise en application de l'accord d'association en 1994. Cependant la baisse progressive des exportations vers l'UE peut tout de même être envisageable dans un avenir proche en raison d'un déclin de ces ressources. (Godzirmirski, et al., 2015)

La Commission européenne a produit en 2015 une Communication sur l'Union de l'énergie¹² l'un des points de celle-ci est de s'appuyer sur une « revitalisation de sa diplomatie » pour consolider sa sécurité énergétique et celle de ses approvisionnements, c'est-à-dire développer des partenariats énergétiques stratégiques avec les fournisseurs actuels et potentiels ainsi que les pays de transit. C'est pourquoi plusieurs efforts ont été menés conjointement par la Haute représentante de l'Union pour les Affaires étrangères Federica Mogherini, le Vice-président de l'Union de l'énergie Maroš Šefčovič et le Commissaire à l'énergie et au climat Miguel Arias Cañete. Ils montrent ainsi une volonté politique

¹¹ L'Espace économique européen (EEE) a vu le jour en 1994 et a permis d'étendre les dispositions de l'Union européenne applicables à son marché intérieur aux pays membres de l'Association européenne de libre-échange (AELE). La législation de l'Union relative au marché intérieur devient dès lors partie intégrante de la législation des pays de l'EEE aussitôt que ces derniers ont approuvé son incorporation. Sa mise en œuvre et son application sont ensuite contrôlées par des organes spécifiques de l'AELE et un Comité parlementaire mixte. (Parlement Européen, 2016)

¹² COM/2015/080 final

forte de réduire la dépendance à l'égard de Moscou. Parmi ces actions on peut citer la promotion du développement du corridor gazier sud ou l'accroissement des approvisionnements en provenance des pays de la Caspienne, comme le démontre la déclaration d'Achgabat signée en mai entre le Turkménistan, l'Azerbaïdjan, la Turquie et l'UE-17. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015) Shah Deniz 2, le projet du « Corridor Sud » se met en place avec plusieurs pays européens avec de très long contrats (25 ans) mais incluant une indexation aux prix du hub, signe de garantie afin d'amortir ce nouveau projet. (CIEP & Franza, 2014) Il devrait acheminer le gaz naturel d'Azerbaïdjan (10 Gm³ vers l'UE via le gazoduc Trans Adriatique à partir de 2018) et représente une perspective réelle de diversification des sources d'approvisionnement en gaz restant limitée dans un premier temps. Mais à long terme, ce corridor pourrait acheminer des ressources plus importantes en provenance du Turkménistan, d'Iran et d'Irak, bien que de nombreuses incertitudes géopolitiques perdurent quant au développement de ces échanges. Et l'Europe est là encore, tout comme le GNL en compétition avec les acheteurs asiatiques. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015)

L'Europe a également renforcé ses actions diplomatiques en lançant la plateforme euro-méditerranéenne sur le gaz ou en ouvrant un dialogue sur l'énergie avec l'Algérie et la Turquie. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015) Mais l'Afrique du Nord en raison d'une demande domestique en augmentation ne réserve plus les mêmes proportions à l'Europe. Les exportations d'Algérie sont en forte baisse. Les capitaux étrangers sont de plus en plus réticents à investir face au cadre législatif peu favorable de l'Algérie, aux problèmes de sécurité et aux scandales financiers. Le secteur des hydrocarbures en Algérie doit faire face à de nombreux défis. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015)

Les ressources gazières de la région Israël, Chypre, Liban avec un développement de projets de gazoducs et de GNL en Méditerranée orientale serait très positif pour la diversification des approvisionnements de l'Europe mais aucune décision d'investissement n'a été prise à ce jour. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015) L'annonce d'un gazoduc EastMed reliant Israël, la Grèce et Chypre a été faite lors d'une rencontre entre les chefs d'Etats, le président chypriote Nicos Anastasiades, le Premier ministre israélien Benjamin Netanyahu et le Premier ministre grec Alexis Tsipras, en janvier 2016. Celui-ci aurait une longueur d'environ 1.700 kilomètres, selon la compagnie énergétique grecque IGI-Poseidon, qui soutient le projet, et permettrait de transporter environ 15 millions de m³ de gaz vers l'Europe par an. (Times of Israël, 2016) Israël avait découvert en 2009 le gisement de gaz naturel de Tamar (240 milliards m³) et en 2010 le gisement de Dalit (15 milliards de m³), du Léviathan (450 milliards de m³) et de Karish (37 milliards de m³). Chypre découvrait le gisement d'Aphrodite qui devrait commencer la production en 2017. (Furfari, 2014) Ces projets permettraient un avantage certain en termes de coût d'acheminement pour des livraisons au sud de l'Europe. Les acheminements seraient ainsi plus courts compensant la prédominance de projets basés sur des contrats à long terme avec des clients asiatiques, y compris pour les projets atlantiques. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015)

La découverte récente par le groupe italien Eni d'un gisement géant de gaz en Égypte peut modifier la donne gazière dans cette région et pourrait ainsi se traduire par des volumes supplémentaires destinés à terme au marché européen. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015) De plus l'Iran, après la fin des sanctions a signé un accord avec Total afin de développer le projet de GNL « Pars » qui permettrait ainsi d'avoir sur le long terme un accès aux vastes réserves de gaz de l'Iran. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015)

L'UE cherche également à intensifier ses importations de GNL, ayant toutes les infrastructures nécessaires à leurs importations. Elle cherche de nouveaux fournisseurs ou à augmenter les importations des partenaires déjà existants. *Qatari LNG* a ainsi augmenté ses importations vers l'Europe sur la période 2008-2009 de 138%. (CIEP & Franza, 2014)

Certains pays de l'UE confirment le choix du nucléaire comme la France, le Royaume-Uni, la Finlande et la République Tchèque et réduisent ainsi leur dépendance à l'égard de la Russie et des pays du Golfe. Inversement la décision d'arrêter totalement l'énergie nucléaire comme l'a fait l'Allemagne a des conséquences géopolitiques, dont le choix s'est accompagnée d'un rapprochement entre l'électricien allemand RWE et Gazprom. La décision de s'affranchir du nucléaire ne s'est pas faite sans garanties. L'Allemagne est un territoire de transit pour le gaz russe, mais aussi un lieu de stockage. Des accords de coopérations économiques bénéficient aux deux pays, de manière équitable selon l'Allemagne. (Laferrère, 2012) Cependant les prix d'importation restent élevés par rapport à des contrats plus courts et des prix plus bas fixés par les prix spots. E.On perdait ainsi pour ses achats de gaz à la Russie, 2 000 000€ par jour en 2011. (CIEP & Franza, 2014)

Les objectifs de diversifications de fournisseurs, d'envisager de nouveaux partenariats, de réalisation de nouvelles infrastructures ne peut que s'envisager dans une stratégie européenne plus globale et qui intègre d'autres éléments.

2.5. Stratégie énergétique : Objectifs 2030 et 2050

La politique énergétique et donc la stratégie énergétique de l'UE s'organise autour de plusieurs domaines d'actions et de préoccupations : l'impact de l'utilisation de l'énergie sur la compétitivité et l'économie européenne, la durabilité de la production et de l'utilisation de l'énergie, et la sécurité de l'approvisionnement. (Godzimirski, et al., 2015) L'une des priorités de l'Union Européenne est de mettre en place une Union de l'énergie qui reprend ces préoccupations et dont la stratégie s'appuie sur cinq priorités : la sécurité d'approvisionnement, la création d'un marché intérieur de l'énergie, l'efficacité énergétique, les objectifs climatiques et la recherche et l'innovation. (Europa, 2016) Ainsi plusieurs textes mettent en place des objectifs à atteindre à l'horizon 2020, 2030 et 2050. La stratégie énergétique de l'UE s'appuie donc sur quatre principaux points : les objectifs climatiques, la sécurité des approvisionnements énergétiques, la préservation de l'environnement et des objectifs économiques.

2.5.1 Objectifs Climatiques

En 2007 les dirigeants des États membres de l'UE se donnent des objectifs à atteindre en 2020 en matière d'énergie, afin de lutter contre le changement climatique. Cela a été traduit dans la législation en 2009 et mis dans le paquet législatif contraignant de la stratégie Europe 2020 décidée en 2010. (Commission Européenne, 2016) Ces objectifs sont de réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES) de 20% d'ici 2020 par rapport aux émissions de 1990, d'augmenter la part des énergies renouvelables pour atteindre un taux de 20% dans son mix énergétique dont 10% dans le domaine du transport et d'atteindre des taux d'efficacité énergétique d'au moins 20% (Commission Européenne, 2010) Aujourd'hui les émissions de gaz à effet de serre ont reculé de 18 % de 1990 à 2012; la part des sources renouvelables est passée de 8,5% en 2005 à 14,1 % en 2012; et l'efficacité énergétique devrait augmenter de 18 à 19 % d'ici à 2020. (Union Européenne, 2016)

Les objectifs seront donc atteints par la mise en place d'un mécanisme de compensation. Certains États membres restent en dessous des objectifs (13 États membres que l'on peut voir à l'annexe VII et VIII) mais les résultats sont compensés par d'autres États membres qui sont au-dessus des objectifs fixés pour 2020. (Commission Européenne, 2014)

En mars 2015, le Conseil Européen, dans le but de préciser les objectifs pour 2030 appelle à revoir et développer la législation concernant les principaux objectifs que l'UE s'était donné pour 2020 dans sa lutte contre le réchauffement climatique (réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'efficacité énergétique et énergies renouvelables). Dans sa Communication sur l'Union de l'Energie, la Commission européenne avait également annoncé qu'un paquet législatif sur les Energies renouvelables serait proposé en 2016-2017. La volonté du Conseil Européen est ainsi de développer un cadre de gouvernance fiable et transparent pour le cadre politique énergétique de 2030. La Commission Européenne propose alors un certain nombre de points pour ce nouveau cadre de gouvernance basé sur les engagements politiques¹³. (Meyer-Ohlendorf, et al., 2015)

En Octobre 2014, le Conseil Européen accepte le cadre « climat-énergie » pour 2030 qui donne des objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre domestiques d'au moins 40% comparé aux émissions relevées en 1990. Les secteurs couverts par le système d'échange de quotas européens ETS doivent diminuer leurs émissions de 43% par rapport à 2005, les autres secteurs doivent diminuer de 30%. La méthodologie développée pour 2020 *Effort Sharing Decision* qui concerne les secteurs non compris dans le système ETS comme le bâtiment, l'agriculture, les déchets et le transport (exceptés pour transport aérien et maritime), reste la même pour 2030. L'objectif quant aux énergies renouvelables est de 27% ainsi que celui de l'efficacité énergétique. (Meyer-Ohlendorf, et al., 2015)

Le 15 décembre 2011, l'UE adopte une feuille de route pour l'énergie jusqu'en 2050 afin de revoir le modèle énergétique et de mettre en place une stratégie à long terme avec plusieurs objectifs qu'elle se

¹³ Méthode utilisée par l'OMC comme modèle de fonctionnement

fixe. Celle-ci prévoit la décarbonisation du système énergétique, qu'elle dit « techniquement et économiquement réalisable ». Elle envisage l'amélioration de l'efficacité énergétique, l'accroissement des sources d'énergie renouvelables et des investissements actuels ainsi que le développement des économies d'échelles. L'UE se fixe ainsi des objectifs afin de réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95% d'ici 2050 par rapport à ses émissions relevées en 1990, de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Cependant les énergies fossiles et le nucléaire sont encore dans tous les scénarios, permettant ainsi aux États membres selon le bouquet énergétique choisi de garder une certaine souplesse. (Commission Européenne, 2015)

L'UE s'est engagée à continuer dans la lutte contre le changement climatique et à mettre en place les objectifs décidés lors de la conférence de Paris sur le climat¹⁴ qui s'est tenue du 30 novembre au 11 décembre 2015. Les accords de Paris prévoient de poursuivre les actions dans la lutte contre le changement climatique afin de limiter l'élévation des températures à 1,5 °C par rapport aux niveaux préindustriels. Les parties doivent communiquer les contributions réalisées tous les cinq ans afin de réajuster les objectifs. Par transparence les parties doivent informer le public des progrès accomplis. Enfin les Accords prévoient un mécanisme de solidarité pour aider les pays en développement à réduire leurs émissions et à renforcer leur résilience face aux effets du changement climatique. (Conseil européen, Conseil de l'Union européenne, 2016)

2.5.2 Sécurité énergétique et sécurité des approvisionnements énergétiques

La sécurité énergétique est définie par l'Agence Internationale de l'Energie comme la disponibilité ininterrompue des ressources énergétiques à un prix abordable. Elle distingue la sécurité énergétique à court terme par la capacité que le système énergétique a, à réagir à des changements soudain dans la balance de l'offre et de la demande énergétique, et à long terme par les investissements effectués en lien avec les besoins économiques et environnementaux. (Parlement Européen, 2014) L'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE) complète cette définition et détermine la sécurité énergétique par quatre critères interconnectés : la disponibilité, l'accessibilité, l'efficacité et la gestion environnementale. (Godzimirski, Vilipišauskas, & Švedas, 2015) La disponibilité s'explique par la diversité des fournisseurs, la diminution de dépendance d'approvisionnement envers des fournisseurs extérieurs et la production énergétique domestique. L'accessibilité correspond aux coûts et au fait de minimiser les impacts de la volatilité des prix. L'efficacité désigne l'amélioration des équipements énergétiques et la capacité de changer le comportement des consommateurs ce qui permettra d'économiser et réduire la dépendance énergétique des importations et les coûts. Enfin la gestion environnementale est la construction d'un système énergétique durable respectueux de l'environnement. (Godzimirski, et al., 2015)

¹⁴ 21e conférence des parties (d'où le nom COP21) à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC) (Wikipédia, s.d.)

Mais pour sécuriser son énergie, l'Union Européenne doit avant tout sécuriser ses approvisionnements. En effet l'UE importe 66% de sa consommation de gaz naturel, sa dépendance au gaz russe préoccupe en particulier suite aux crises d'approvisionnement du gaz russe via l'Ukraine en 2006 et de 2009. Cette dernière crise avait causé des pénuries dans plusieurs pays. C'est pourquoi l'UE adopte le 28 mai 2014 une stratégie pour sa sécurité énergétique par la Communication COM/2014/0330 final. La Communication mentionne la volonté de réduire le nombre d'Etats membres dépendants d'un seul fournisseur et de diversifier les approvisionnements mais qu'avant tout, cette nouvelle Union de l'Energie, elle-même définie par la Communication COM/2015/080 final, adoptée le 25 février 2015, doit permettre à l'Europe de disposer d'une énergie sûre, abordable et respectueuse du climat. (Commission Européenne, 2015) La communication qui définit le Paquet « Union de l'énergie » en 2015, montre que cette Union doit avoir une véritable stratégie quant à la sécurité de ses approvisionnements énergétiques. L'Union de l'Energie développe ainsi cinq points interdépendants et conçus pour renforcer la sécurité énergétique, la durabilité et la compétitivité du secteur de l'énergie. Ce sont la sécurité énergétique avec solidarité et confiance, la pleine intégration du marché européen de l'énergie, l'efficacité énergétique comme moyen de modérer la demande, la décarbonisation de l'économie, et la recherche, l'innovation et la compétitivité. (Commission Européenne, 2015)

La stratégie de la sécurité de l'énergie de 2014, donne huit piliers à développer à court et long terme favorisant ainsi un principe de solidarité entre États membres et favoriser ainsi la coopération tout en leur laissant le choix de leurs énergies :

- appliquer des mesures immédiates pour accroître la capacité de l'UE à faire face à de nouvelles éventuelles ruptures,
- renforcer les mécanismes d'urgence et de solidarité,
- limiter la demande énergétique,
- mettre en place un marché intérieur performant et intégré,
- accroître la production d'énergie dans l'Union européenne,
- poursuivre le développement de technologies énergétiques,
- diversifier les sources d'approvisionnement externes et les infrastructures correspondantes
- améliorer la coordination des politiques énergétiques nationales pour parler d'une seule voix sur la scène internationale en matière de politique énergétique. (Commission Européenne, 2014)

Le texte sur l'Union de l'énergie avait d'ailleurs repris plusieurs de ces domaines d'action comme le développement de l'efficacité énergétique, le développement d'infrastructures pour rediriger les sources d'énergies entre pays en cas de crises et le développement la production indigène. (Europa, 2016)

A partir de cette stratégie un test de résilience est réalisé afin d'analyser la capacité des Etats membres à faire face à une rupture des approvisionnements de gaz pendant l'hiver 2014-2015. (Europa, 2016).

Deux scénarios sont envisagés pendant la période hivernale (de septembre à février), l'un avec l'arrêt d'approvisionnement total et un second avec uniquement l'arrêt de la route ukrainienne. Grâce au niveau élevé des stockages en 2014/2015 par rapport à ceux de 2013/2014, ainsi que par la coopération et la coordination renforcée entre les États membres, ces tests montrent une certaine résilience à de tels scénarios, exceptés pour les pays du sud-est de l'UE, la Finlande, et les pays baltes dépendants à 100 % aux importations de gaz russe. À l'inverse, les pays plus à l'ouest comme l'Espagne et le Portugal peu exposés aux approvisionnements russes qui sont marginaux, ont une forte résilience à de tels scénarios. La France grâce aux livraisons de GNL et ses stocks est également résiliente. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015)

La sécurité énergétique doit être envisagée d'un point de vue externe mais aussi domestique au cas où la sécurité d'approvisionnement ne peut être résolue seulement par des mesures de politique extérieure. Outre l'approvisionnement extérieur, des mesures internes peuvent donc être mises en place afin d'établir un mécanisme de solidarité entre États membres afin de compenser un défaut d'approvisionnement. Ces mesures peuvent être la création d'infrastructures pour améliorer la flexibilité et permettre des approvisionnements par d'autres voies, l'amélioration de l'efficacité énergétique afin de réduire l'importance du gaz dans l'économie, le développement des possibilités de transfert vers d'autres énergies comme les énergies renouvelables et la mise en place des réserves de gaz stratégiques dont le mécanisme peut prendre exemple sur les réserves stratégiques de pétrole. (Austvik, 2016) Mais la solidarité et la coopération européenne n'est pas encore au point et les États membres cherchent des garanties pour leur propre sécurité nationale et pour le bon fonctionnement de leur interdépendance énergétique plutôt que d'envisager une indépendance énergétique globale de l'Union Européenne. La complémentarité des bouquets énergétiques européens pourrait être un véritable atout alors qu'ils sont toujours plutôt considérés comme des concurrences économiques et politiques. (Esper & Mandil, 2012)

La sécurité des approvisionnements notamment en gaz devient une priorité politique et stratégique pour l'UE et un règlement sur la sécurité d'approvisionnement a été adopté en 2016¹⁵ abrogeant le règlement UE/994/2010. Dans ce règlement a été introduit entre autres des plans d'actions d'urgence destinés à rectifier toutes défaillances de sources d'approvisionnements au niveau communautaire et améliorer ainsi les normes¹⁶ et infrastructures. (Aoun & Cornot-Gandolphe, 2015)

Le règlement instaure un principe de solidarité, en cas de dernier ressort, les États membres voisins aideront à garantir la fourniture de gaz aux ménages, aux services sociaux essentiels (santé, sécurité...). Il propose ainsi une approche régionale plutôt que nationale et envisage de renforcer la

¹⁵ COM(2016) 52 final

¹⁶ Norme N-1

coopération avec les voisins de l'Union et instaure de mettre en place des plans d'action préventifs en cas de crises gazières. Il propose également des mesures supplémentaires de transparence dans les contrats. Les États membres devront décider ensemble de la construction des capacités bidirectionnelles (en flux inversés) à chaque point d'interconnexion transfrontalier et d'associer à la décision les autres États membres concernés le long de ces infrastructures. De plus les entreprises de gaz naturel devront informer les États membres et la Commission des contrats modifiés ou conclus. (Commission Européenne, 2016)

2.5.3 Préserver l'Environnement

Depuis les années 70, l'Union européenne et ses États membres afin de se développer durablement adoptent des lois (textes contraignants, normes environnementales et programmes) destinées à instaurer un usage raisonné des ressources, à minimiser les répercussions de la production et de la consommation néfastes pour l'environnement et à protéger la biodiversité et les habitats naturels. Régie par le titre XX Environnement du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), la législation environnementale de l'UE traite de questions aussi diverses que la gestion des déchets, la qualité de l'air et de l'eau, les substances chimiques toxiques et les gaz à effet de serre comme décrit dans la partie 2.5.1. L'UE intègre les préoccupations environnementales dans ses autres politiques comme l'énergie. Elle joue un rôle international majeur en faisant pression pour l'adoption de normes environnementales plus strictes et pour une action efficace contre le changement climatique. (EUR-Lex, s.d.)

Sa stratégie de développer une « croissance verte » basée sur la compétitivité, le développement d'emplois, la préservation de la santé et la protection de l'environnement se veut un exemple dans la promotion du développement durable. La politique mise en place jusqu'en 2020 repose actuellement sur le 7^e programme d'action pour l'environnement (PAE)¹⁷. (Union Européenne, 2016)

Basé sur trois domaines d'actions prioritaires à mettre en place jusqu'en 2050 et suivre le principe directeur « en 2050, nous vivons bien, dans les limites écologiques de notre planète » : le capital naturel, l'économie efficace dans l'utilisation des ressources et un environnement sain pour des personnes en bonne santé. (EUR-Lex, 2014)

Les principaux problèmes environnementaux prioritaires pour l'UE concernent l'eau, la pollution de l'air et les produits chimiques. Elle s'est engagée à garantir la propreté de l'eau potable et des eaux de baignade, à améliorer la qualité de l'air et diminuer les nuisances sonores, à réduire ou éliminer les effets nocifs des produits chimiques. (Union Européenne, 2016) Pour cela elle a mis en place des organismes et agences comme ECHA, dont la mission est d'enregistrer et vérifier l'utilisation des

¹⁷ Décision no 1386/2013/UE

produits chimiques en Europe. Le règlement REACH¹⁸ fournit le cadre législatif (enregistrement, évaluation, autorisation et restriction des substances chimiques) en matière de fabrication et d'utilisation des produits chimiques dans l'Union Européenne. (EUR-Lex, 2016) Elle a mis en place des programmes de surveillance de l'environnement, et de gestion environnementale, des instruments financiers et de contrôle (reporting, transparence, accès du public (la convention d'Aarhus), accès à la justice en matière d'environnement) et des instruments de gestion. Les aspects environnementaux sont intégrés dans la normalisation européenne. Des Accords environnementaux ont été mis en place ainsi que des obligations générales comme le Principe de précaution, la Responsabilité environnementale¹⁹, des inspections environnementales et l'évaluation des incidences des plans et programmes sur l'environnement (ESIE)²⁰. (EUR-Lex, s.d.) La directive impose que certains plans et programmes susceptibles d'avoir des incidences notables sur l'environnement soient soumis à une l'évaluation environnementale. Cette évaluation permet notamment d'intégrer les considérations environnementales dans l'élaboration et l'adoption de ces plans et programmes. (EUR-Lex, 2010) Elle complète la directive sur l' « Évaluation des incidences des projets sur l'environnement » (EIE)²¹ qui impose que certains plans et programmes susceptibles d'avoir des incidences notables sur l'environnement soient soumis à une l'évaluation environnementale. Cette évaluation permet notamment d'intégrer les considérations environnementales dans l'élaboration et l'adoption de ces plans et programmes. Elle contribue ainsi au développement durable. (EUR-Lex, 2006)

2.5.4 Objectifs Economiques

L'UE dans sa stratégie pour la croissance durable de l'UE à l'horizon 2020, adopte une politique commerciale européenne qui vise à renforcer sa compétitivité. Cette stratégie offre un cadre à l'approfondissement des relations économiques stratégiques et à la défense des intérêts européens dans le monde. (EUR-Lex, 2011)

L'Europe dans le domaine de l'énergie est confrontée à une hausse de la demande d'énergie, à la volatilité des prix et à des ruptures d'approvisionnement tout en réduisant l'impact du secteur de l'énergie sur l'environnement. Dans la stratégie européenne de l'énergie déjà mentionnée, outre la sécurité d'approvisionnement, les autres points à développer sont la compétitivité et la durabilité. Ce sont sur ces bases que doit se construire l'Union de l'énergie. (Union Européenne, 2016)

¹⁸ Règlement (CE) no 1907/2006

¹⁹ Directive 2004/35/CE du Parlement européen et du Conseil, du 21 avril 2004, sur la responsabilité environnementale en ce qui concerne la prévention et la réparation des dommages environnementaux.

²⁰ Directive 2001/42/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 juin 2001 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement.

²¹ Directive 85/337/CEE du Conseil, du 27 juin 1985, concernant l'évaluation des incidences de certains projets publics et privés sur l'environnement

Dans le paquet « Union de l'énergie », l'objectif est de garantir aux citoyens et aux entreprises de l'UE une énergie sûre et respectueuse de l'environnement, à un prix abordable. Pour cela la libre circulation entre pays, l'efficacité énergétique, les nouvelles technologies, la modernisation des infrastructures, réduction des prix, la création de nouveaux emplois, la stimulation de l'économie et des exportations sont autant d'objectifs à atteindre afin que l'UE reste compétitive face au marché international. (Commission Européenne, 2015)

L'Europe avec une Union de l'énergie, qui s'appuie sur la politique européenne de l'énergie existante et en particulier le cadre d'action en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030 vu dans la partie 2.5.1., pourra parler d'une seule voix sur les questions mondiales d'énergie montrant ainsi la stratégie énergétique de l'UE qui souhaite développer une économie durable, respectueuse de l'environnement et sobre en carbone. (Union Européenne, 2016)

CHAPITRE 3 : SITUATION EUROPEENNE DES GAZ DE ROCHE-MERE

La question de l'exploitation des gaz de roche-mère se pose donc pour l'UE. En effet si cette source d'énergie est bien présente sur son territoire, celle-ci peuvent devenir, à l'image de la révolution américaine provoquée par ces hydrocarbures, une véritable opportunité pour l'Union européenne qui cherche à diversifier ses approvisionnements énergétiques et de gaz, à accroître sa production domestique, diminuer ses émissions de GES et réduire ses coûts énergétiques. Mais que sont ces gaz dits non conventionnels ? Quels sont les gisements potentiels estimés sur le territoire de l'UE ? Et quelles sont les positions actuelles des Etats membres à ce sujet ?

3.1. Le gaz de roche-mère en Europe

3.1.1 Les gaz non conventionnels

La formation du gaz est la conséquence d'une altération de la matière organique issue d'un processus biogénique ou d'un processus thermogénique. Le premier est une décomposition bactérienne de la matière organique qui s'effectue sur une période relativement courte (plusieurs mois voire années et dans un environnement pauvre en oxygène et à faible profondeur. (Charon, 2014) Le second processus concerne l'altération thermique de la matière organique décomposée ou de pétrole enfouis en profondeur depuis de longues périodes (millions d'années). La plupart des sources de gaz conventionnels et non conventionnels sont issus de ce dernier processus. (Charon, 2014)

Ce n'est pas le gaz produit qui distingue le gaz conventionnel du gaz non conventionnel, termes utilisés dans l'industrie, mais c'est la roche dans laquelle les gaz se sont formés qui les distingue. En effet la perméabilité²² et porosité²³ de la roche où se trouve le gaz conventionnel est plus importante ce

²² Capacité de transmettre les fluides

qui permettra l'utilisation de techniques conventionnelles et moins coûteuses pour l'extraction du gaz. Alors que pour les gaz non conventionnels des techniques plus complexes sont utilisées comme la combinaison de la fracturation hydraulique et le forage horizontal comme on peut le voir sur la figure 9. (Commission Européenne, 2012)

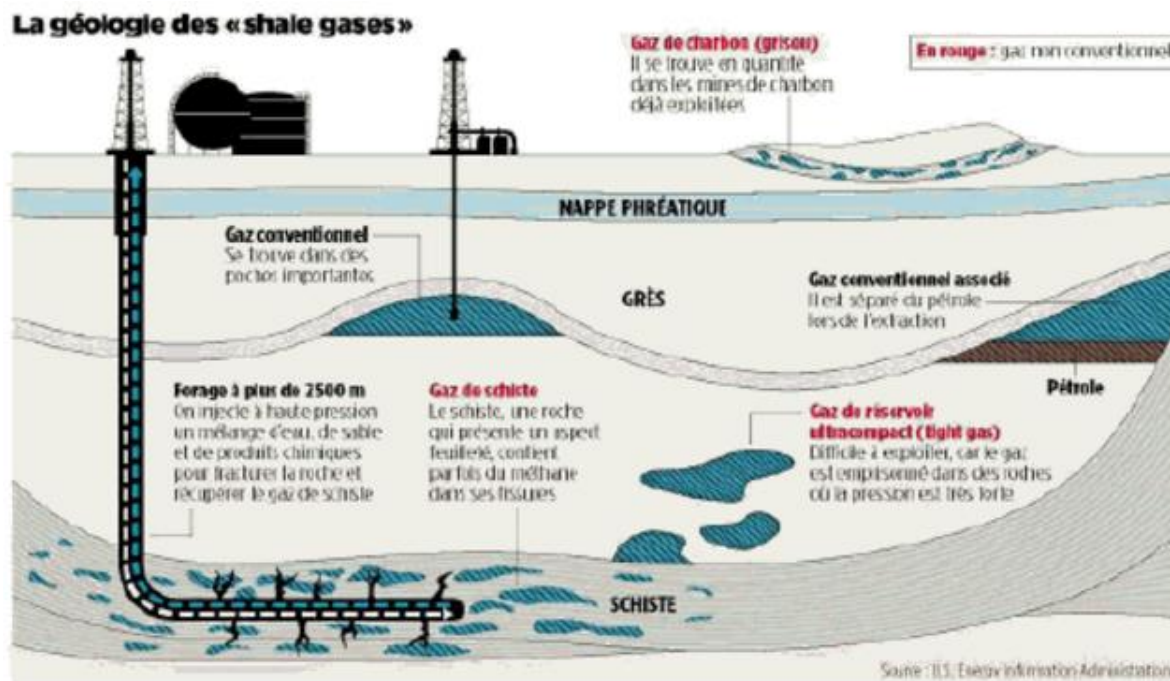


Figure 9 : La géologie des gaz non conventionnels et conventionnels. Source : Le Point 5 Aout 2010 « Plein gaz dans les schistes » (Assemblée Nationale Française, 2011)

Les gaz de roche-mère se retrouvent prisonniers dans des roches imperméables (roche-mère) qu'il faudra donc fracturer la roche pour extraire ce gaz alors que pour un gaz conventionnel la roche perméable rend l'extraction plus facile. (Musialski & Nyssen, 2014)

La composition typique du gaz naturel est à 60-70% composée de méthane (CH_4), puis de 0 à 20% d'éthane (C_2H_6), de propane (C_3H_8) et de butane (C_4H_{10}) ainsi que d'autres éléments comme le dioxyde de carbone (de 0 à 8% de CO_2), de l'Oxygène (0 à 0,02%), d'Azote (0 à 5%) et de sulfure d'hydrogène (0 à 5%). On peut y trouver également du pentane (C_5H_{12}), du sulfure d'hydrogène (H_2S), de l'azote (N_2), du mercure (Hg) ou des gaz rares tels que l'hélium (He), l'argon (Ag), le néon (Ne)... On parle également de gaz humide²⁴, de gaz naturel sec²⁵, de gaz associé²⁶ et de gaz acide²⁷. (Charon, 2014)

²³ Capacité de stockage des fluides

²⁴ Le gaz est dit humide lorsqu'il libère des éléments liquides en surface et contient donc des fractions lourdes d'hydrocarbures. (Charon, 2014)

²⁵ Le gaz sec est essentiellement composé de fractions légères comme le méthane ou l'éthane. (Charon, 2014)

²⁶ Le gaz est dit associé quand il coexiste avec du pétrole brut.

Il existe plusieurs formes de gaz non conventionnels, les gaz de réservoir (*tight gaz*), les gaz de houille (*coal-bed méthane* dit *CBM*) ou de charbon (*coal-mine-méthane* dit *CMM*) et les gaz de roche-mère (*shale gas*). (Commission Européenne, 2012) Les gaz de roche-mère sont aussi appelés gaz de schiste par une erreur de traduction de la langue anglaise du terme "shale gas" mais en réalité, le gaz n'est pas extrait du schiste mais d'une argile sédimentaire imperméable non métamorphique, l'appellation gaz de roche-mère sera utilisée pour cet ouvrage. (Commission Européenne, 2012)

Le gaz de roche-mère se trouve à des profondeurs entre 1000 et 3000 mètres qui nécessitent la combinaison de la fracturation hydraulique avec un forage horizontal afin d'exploiter cette ressource. (Cournil, 2013)

Les gaz de réservoir se trouvent dans des réservoirs compacts avec une faible perméabilité des roches (inférieur à 0,1 mD) et selon les observations sont le plus souvent situés dans des grès et des sables partiellement lithifiés. Leur potentiel est très grand et pourrait même être supérieur aux gaz de roche-mère mais leur exploitation est très complexe en raison de leur faible porosité et perméabilité. (Furfari, 2012)

Les gisements de gaz non conventionnels qui peuvent être jusqu'à quatre fois plus important qu'un gisement conventionnel, représentent ainsi une véritable opportunité pour augmenter les réserves globales et la diversification du mix énergétique. (Cournil, 2013)

3.1.2 Les techniques d'extraction

La faible perméabilité des gaz de roche-mère et des gaz de réservoir entraînent des contraintes d'exploitation. En effet l'utilisation de techniques spécifiques sont utilisées afin d'améliorer la circulation du gaz dans le gisement et d'en optimiser ainsi le rendement. Les deux techniques les plus utilisées sont conjointement le forage horizontal qui permet d'augmenter la surface de contact entre le puits et le gisement et la fracturation hydraulique, utilisée afin d'augmenter la perméabilité de la roche.

La fracturation hydraulique est une technologie très expérimentée, utilisée dans plus de 1,2 million de puits depuis 1947, principalement au Canada et aux États-Unis et, depuis 30 ans, en Europe (dernièrement en Allemagne, en Suède, en Pologne, en Espagne, au Danemark et au Royaume-Uni) employée pour l'extraction d'hydrocarbures conventionnels dans l'UE et est utilisée ou devrait être utilisée à l'avenir à une très grande échelle dans de nombreux pays du monde entier, dont l'Argentine, la Chine, l'Ukraine et l'Inde. (Parlement Européen, 2012)

La **figure 10** montre ces techniques de forage.

²⁷ Le gaz est considéré comme acide lorsqu'il est associé à du H₂S et/ou du CO₂ et ultra-acide quand leur taux sont supérieurs à 20%. (Charon, 2014)

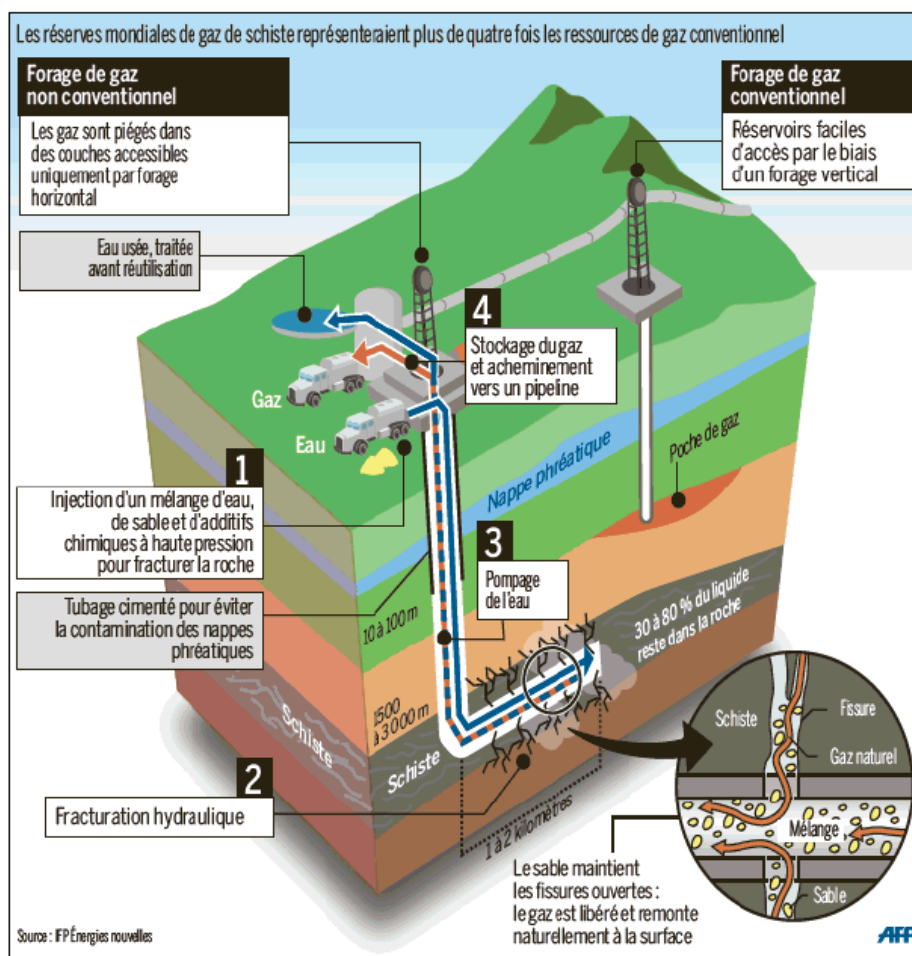


Figure 10 : Techniques d'exploitation des gaz non conventionnels et conventionnels.
Source : AFP Energies nouvelles (Assemblée Nationale Française, 2011)

Les gaz de réservoir nécessitent en général des opérations de fracturation moins lourdes car moins de perméabilité à créer mais sont souvent plus profondes que le gaz de roche-mère. Le gaz de houille se trouve dans des roches où la perméabilité est variable et deux méthodes d'exploitation peuvent être utilisées. L'exploitation du méthane dit gaz de charbon (CMM) se fera par ventilation dans les mines de charbon déjà en exploitation et sans eau alors que l'exploitation du méthane de charbon (CBM) nécessite de réduire la pression dans le filon de charbon afin de libérer le gaz. L'eau présente naturellement dans le réseau de fractures du charbon va être pompée. On effectue ensuite le forage, en général à la vertical et la fracturation horizontale vont permettre d'agrandir les fractures pour le gaz s'échappe plus rapidement. (Charon, 2014)

L'extraction des gaz de roche-mère se décompose au moins en sept étapes.²⁸ (Annexe IX) Il y a tout d'abord une exploration que l'on appelle sismique qui permet de déterminer la formation rocheuse du sous-sol par des ultrasons et une reconstitution tridimensionnelle donnant ainsi des indications sur la

²⁸ Selon Sovacool qui s'appuie sur un rapport de Matt Riddley

profondeur et l'épaisseur. Les techniques utilisées pour une exploration de gaz de Roche mère sont les mêmes utilisées que pour une exploration de gaz naturel conventionnel et qui ont donc les mêmes impacts. (Uliasz-Misiak, et al., 2014). Ce sont donc des pratiques courantes dont les impacts sont déjà connus alors que l'on utilise d'autres techniques décrites précédemment pour la phase d'exploitation de Roche mère.

Cette exploration peut être réalisée de la surface ou en profondeur. Ensuite on construit des plateformes pour soutenir les appareils de forage qui peuvent occuper jusqu'à 20234 m² ²⁹. Des forages verticaux à 1200- 3600 m puis des forages horizontaux sur 50 m sont effectués. Puis intervient la fracturation hydraulique dans les conduites horizontales, qui consiste à injecter le fluide de fracturation avec une pression de 344 bar (340 atm). La roche va ainsi se fractionner sur environ 300 m et libérer ainsi le gaz plus facile à récupérer. Enfin les déchets de roche fracturées et fluides (*flow back*) sont remontés en partie à la surface (10 à 40% du fluide de fracturation revient à la surface) pour être évacués par camions dans des infrastructures de traitement. (Sovacool, 2014)

Le Centre de Recherche Conjointe (JRC) de la Commission européenne a effectué en 2013 (Commission Européenne, 2013) un rapport mis à jour en 2015 (Commission Européenne, 2015) qui établit une revue des techniques existantes pour l'extraction des gaz de roche-mère. Ces deux rapports évaluent les différentes technologies d'extraction, la plus connue et utilisée est la fraction hydraulique, mais il existe des alternatives comme la fracturation pneumatique, la fracturation avec chargement dynamique ou d'autres méthodes plus marginales telles que la fracturation cryogénique, le découpage mécanique de la roche-mère, section méthanogenèse bactérienne améliorée, chauffage de la masse rocheuse, section de combustion in situ. (Commission Européenne, 2015) La technique de fracturation hydraulique est une technique utilisée depuis 1949 pour la stimulation de réservoirs et l'extraction d'hydrocarbures conventionnels dans le monde et notamment en Europe. Cette méthode est largement utilisée aux Etats-Unis pour les hydrocarbures dits non conventionnels et depuis 1968 à haut volumes de fracturation hydraulique.³⁰ La pratique du forage horizontal ciblé commence fin des années 1980 et l'utilisation de produits chimiques en 1997. (Commission Européenne, 2013) Alors que les Etats-Unis ont développés ces méthodes et pratiqués en grands volumes pour l'extraction des gaz non conventionnels sur une grande échelle, l'Europe a seulement pratiqué la fracturation hydraulique bas volume pour des réserves conventionnelles et des réservoirs *tight gas*, avec des forages verticaux. Ainsi les techniques nécessaires à l'extraction du gaz de roche-mère en Europe diffèrent de l'expérience et des techniques déjà utilisées sur le sol européen. (Commission Européenne, 2013)

La technique de fracturation hydraulique varie selon le site où elle est utilisée en raison de la grande variabilité des terrains et des formations géologiques, ainsi la composition des fluides utilisés ne sera

²⁹ Correspond environ à 0.020234 km²

³⁰ La fracturation hydraulique à haut volume est pratiquée avec une magnitude plus importante que les procédures de fracturation conventionnelles.

donc pas là même d'un site à l'autre selon les spécificités de celui-ci mais de plus en plus de fluides à base d'eau sont utilisés. Le fluide de fracturation contient un fluide de base (eau, mousse, alcool, acide...), des additifs chimiques et des agents de soutènement³¹. (Commission Européenne, 2015)

Le taux de récupération dépend des difficultés d'exploitation et de la quantité de gaz, de la profondeur, de la géologie et celui-ci peut donc fortement varier selon les gisements et les techniques utilisées. Pour le gaz de roche-mère le taux est de 5 à 30% et donc une moyenne de 22% selon l'ARI (*Advanced Resources International, Inc.*). Le taux de récupération des gaz de réservoir est seulement de 6 à 10% et seuls les Etats-Unis ont développés leurs exploitations. Elles correspondent à 30% de leur production de gaz. (Furfari, 2012) Mais les technologies progressent et le taux de récupération augmente, en effet le gisement de Barnett aux Etats-Unis a eu en 2008 un taux de récupération du gaz en place de 12 à 30%, en 2010 dans le gisement de Haynesville le taux était de 30 à 40%, et en 2011 le taux était de plus de 45% à Horn River. Pour de futures projets le taux envisagé se situe entre 45 et 55%. (Commission Européenne, 2015) Pour le CBM 5 à 9% du gaz est libre et peut donc être facilement produit. Le taux de récupération du gaz absorbé peut donc aller jusqu'à 60%. (Charon, 2014)

D'autres techniques ont été évaluées comme la fracturation pneumatique qui est une technologie utilisée pour des formations peu profondes en général de 3 à 15 mètres, la plus profonde selon le rapport de la JRC est de 60 mètres. Au départ, cette technique avait été imaginée pour les forages dans les régions arctiques où l'eau utilisée pour la fracturation hydraulique se gelait et se figeait. Elle consiste à injecter du gaz liquide (air, azote, hélium...) dans le puit, ensuite la chaleur naturelle du sol le réchauffe. Le fait de passer sous sa forme gazeuse augmente ainsi son volume avec une force mécanique qui va fracturer la roche-mère. Cette technique est intéressante car elle n'utilise pas d'eau ni d'additifs chimiques cependant c'est une méthode limitée en profondeur car la capacité du transport des agents de soutènement est limitée. (Commission Européenne, 2015)

Une autre technologie, la fracturation avec chargement dynamique, n'utilise pas de fluide non plus mais induit un chargement dynamique par des explosifs placés au fond du puit ou en appliquant des impulsions électriques. C'est une vieille technique surtout utilisée de 1860 à 1940. Il n'y a pas d'utilisation d'eau ni d'additifs chimiques et c'est une technologie qui nécessite peu d'équipement et qui a donc un coût plus bas comparé à la fracturation hydraulique. Cette technique peut être utilisée comme traitement de pré-fracturation afin de réduire les pertes de pression. Mais peut remplacer la fracturation hydraulique seulement pour des traitements de petite et moyenne surface car la pénétration est limitée. De plus les agents de soutènement ne sont pas transportés dans la fracture mais au contraire le propulseur de fracturation repose sur le glissement de cisaillement pour empêcher la

³¹ Les agents de soutènement (ou Proppants ou propping agents) sont des produits solides (naturels ou synthétiques) qui sont injectées dans les fractures et micro fracturations provoquées dans la roche lors des opérations de fracturation hydraulique (Wikipédia, s.d.)

fracture de se refermer complètement sur lui-même. De plus l'énergie relâchée en sous-sol peut potentiellement créer des événements sismiques. (Commission Européenne, 2015) Les techniques alternatives n'offrent pas pour l'instant une alternative suffisante à la fracturation hydraulique et au forage horizontal qui sont les méthodes d'extraction les plus efficaces pour le gaz de roche-mère même si elles sont plus coûteuses et controversées en raison des impacts qu'elles peuvent engendrer. En Europe les compagnies ne donnent pas en général les montants des couts des différentes opérations comme cela se fait aux Etats-Unis. Les coûts de la phase d'exploration sont en général plus élevés en raison des équipements et installations à mettre en place et des forages aléatoires. (Commission Européenne, 2014)

Les coûts ont par exemple été estimés pour la Pologne entre 9 millions d'euros et 13,5 millions d'euros³² ce qui correspond au double d'un puit similaire aux Etats-Unis. La figure 11 montre des estimations des couts des infrastructures en Europe. Les coûts devraient baisser à long terme mais sans jamais atteindre les couts d'exploitation des Etats-Unis qui sont plus bas car ils possèdent une industrie pétrolière et du gaz plus importante, des terrains plus larges et des accès plus faciles ainsi qu'un grand nombre d'opérateurs et compagnies. (Commission Européenne, 2014)

Cost Component	Estimated Cost
Drilling costs (excludes stimulation)	€952/ metre
Stimulation cost per frac stage	€144,600/ stage
Drilling and stimulation capital costs for a well drilled to 2,420 meters (8,000 feet) vertical depth with 1,200 meter (4,000 foot) lateral and 10 stages	€4,908,000/ well
Other (non-environmental risk mitigation related) capital costs (equipment, geology and geophysics, and lease cost)	€230,769/ well
Basic annual operating and maintenance cost per well	€38,500/ well/ year
Other (non-environmental risk mitigation related) operating and maintenance costs (gathering and compression, gas processing)	€9.50/ thousand cubic metre

Figure 11 : Hypothèses de couts pour les infrastructures. (Commission Européenne, 2014)

3.1.3 Réserves prouvées, probables

Le SPE (*society of Petroleum Engineers*) définit les ressources et les réserves en différents types (Charon, 2014) illustrés à la figure 12.

³² Conversion effectué du dollar à l'euro avec un taux de change correspondant à 1,00 USD = 0,895902 EUR

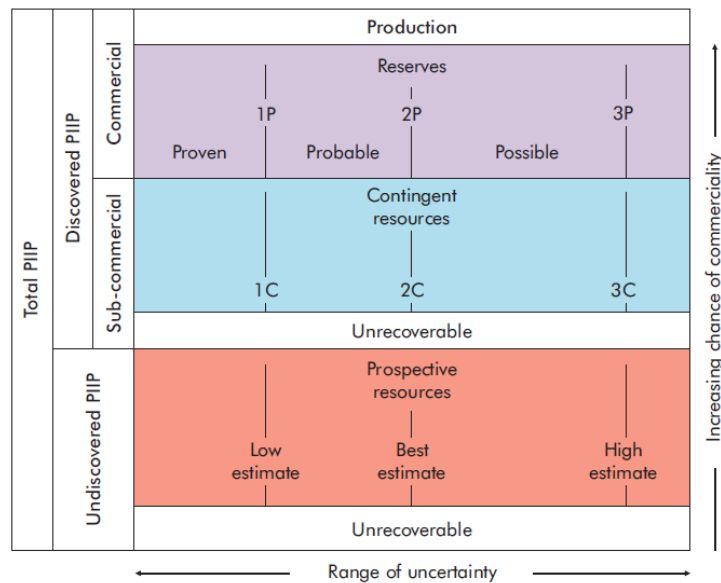


Figure 12 : Système de classification des ressources. Source : SPE, 2007. (IEA, 2013)

Pour les ressources on distingue pour le gaz : les PIIP (*Petroleum Initially in Place*) qui englobe l'ensemble des ressources et réserves, découvertes, déjà produites ou à découvrir, et l'OGIP (*Original Gas in Place*). Le calcul des ressources PIIP se fait à partir de la superficie de la zone étudiée, de l'épaisseur de la formation et des hydrocarbures en place par volume de roche. (Charon, 2014) Les Ressources non découvertes (*Undiscovered PIIP*) correspondent à la quantité d'hydrocarbure qui peut se trouver dans des accumulations non découvertes dont les ressources prospectives sont les éventuellement récupérables, l'autre partie étant techniquement non récupérable. Les ressources découvertes (*Discovered PIIP*) correspondent à la quantité d'hydrocarbures qui peuvent être contenues dans des accumulations découvertes dont seulement une partie de ces ressources sera susceptible d'être produite. On différencie ainsi les hydrocarbures déjà produits, les réserves (prouvées, probables, possibles et prêtes à être produites), les ressources contingentes (pas encore commercialisables) et les non récupérables. (Charon, 2014)

Les réserves sont classées en trois catégories selon le degré de production envisagé : Les réserves prouvées dites 1P (probabilité supérieure à 90%), les réserves probables dites 2P (entre 50 et 90%) et les réserves possibles dites 3P (entre 10 et 50%). Ces réserves sont calculées lorsque la phase d'exploration est terminée et les choix de développement et commercialisation choisis. (Charon, 2014) Un autre indicateur de Ressources Récupérables Techniquement, (*TRR-Technically Recoverable Resources*) que l'on retrouve dans les différentes estimations de gaz de roche-mère en Europe, généralement exprimé en % de ressources, correspond à la quantité d'hydrocarbures (découverts ou non) que l'on peut extraire avec les technologies actuelles sans prendre en compte le coût de production et les prix de vente. On les calcule à partir de la surface de la zone concernée, de

l'espacement des puits c'est-à-dire le nombre de puits par km^2 de la part de surface non testée, de la part de zone à potentiel et du taux de récupération final par puits. (Charon, 2014)

3.2. Gisements potentiels de gaz de Roche mère en Europe

La Commission Européenne (Direction Générale Environnement) a établi un rapport en 2014 s'appuyant sur plusieurs sources (agences gouvernementales, Centre International d'Information d'Energie verte, articles des industries, l'association des industries du gaz (ACIEP) et l'EIA) afin de regrouper ainsi les estimations de plusieurs études sur le potentiel des gisements de gaz de roche-mère dans les différents pays de l'Union Européenne. (Commission Européenne, 2014) On constate ainsi que les résultats diffèrent fortement selon les sources comme peut le montrer le tableau à l'Annexe X et XI.

Dans un premier rapport en 2011 (EIA, 2011), qu'elle a mis à jour en 2013 (EIA, 2013), l'Agence américaine d'information de l'énergie a effectué une estimation de gisements potentiels de gaz de roche-mère européen. En étudiant les formations de gaz de roche-mère existantes, les caractéristiques géologiques, la géologie européenne, l'EIA a estimé les bassins potentiels et évalué les risques ainsi que la quantité de récupération techniquement possible. On peut retrouver les fiches par pays sur le site de l'agence avec une dernière mise à jour datant de 2015. (EIA, 2015) (EIA, 2013)

D'autres organismes ont réalisé des études dans certains pays, et les données sont parfois très différentes.

La figure 13 montre les différents gisements potentiels de gaz de roche-mère sur le territoire de l'UE.



Figure 13 : Diagramme schématique des bassins géologiques en Europe avec possibles gaz de roche-mère et pétrole tight oil. (BGR, 2013)

Ces rapports montrent le potentiel que peuvent avoir ces régions mais que seules des explorations et études concrètes du terrain peuvent confirmer ou infirmer. Ces explorations durent en général plusieurs années, une étude sur la Bulgarie a estimé une exploration d'au moins cinq ans pour un scénario optimiste et de huit ans pour un scénario plus pessimiste. (KC 2 Ltd., 2014) Le rapport de l'Agence Américaine de l'énergie de 2013 montre que les estimations peuvent varier fortement, en effet celles-ci ont pu être réajustées avec des données remises à jour par de nouvelles sources (exploration, autres études) par rapport à celles de 2011, notamment pour la France et la Roumanie. Mais ces estimations ne sont pas précises et par exemple dans le rapport de 2013, les premiers résultats émis pour la Pologne ont été revus à la baisse pour le bassin de Lubin de 1246 milliard de mètres cube estimés en 2011 à 255 milliard de mètres cube réévalués en 2013. Ce dernier rapport considère qu'une formation de roche-mère comporte au moins 2% de carbone organique total (COT) pour la formation de ce gaz. (EIA, 2013) Le COT et l'hydrogène sont des indicateurs importants favorables à la production d'hydrocarbures. (Charon, 2014) Les formations qui ont un bon potentiel ont un COT plus élevé de que 2 à 4%. (WEC/RNC, 2013) Pour la Pologne entière l'estimation a été diminuée à 4190 milliard de mètre cube au lieu de 5295 milliards de mètre cube alors que pour d'autres pays comme l'Allemagne ou les Pays Bas l'estimation a été revue à la hausse. (EIA, 2013)

Ces estimations sont donc à relativiser tout d'abord car il est difficile de détecter du gaz de roche-mère par sismique³³, les connaissances géologiques des zones concernées ne permettent pas de donner les taux de récupération, les contraintes de surface ne sont pas prises en considération dans ces estimations et en particulier les zones protégées, et les compagnies de gaz ont tendance à faire des surévaluations afin de faciliter des financements potentiels. (Charon, 2014)

En 2011, le rapport mentionne neuf pays de l'Union européenne et onze en 2013.

L'EIA classe les ressources de gaz en quatre catégories : le gaz en place³⁴, les ressources techniquement récupérables, les ressources économiquement récupérables et les réserves prouvées. (EIA, 2015)

J'ai rassemblé les données converties en milliards de mètres cubes³⁵ de plusieurs études donnant les estimations des gisements possibles en Europe dans le **tableau 1**.

³³ La sismique réflexion est une technologie qui permet de prendre des photos du sous-sol en utilisant des ondes sonores. (Charon, 2014)

³⁴ Gaz en place moins la production cumulée à une date spécifique

³⁵ Les données de l'étude sont données en pied cube

Pays	Estimations EIA 2011		Autres Sources 2012		Estimations EIA 2013		Autres Sources 2013	Evolution Estimation Risques (%)	Evolution Estimation Récupération (%)
	Risques Gaz en place (milliards mètre cube)	Techniquement récupérable (milliards mètre cube)	Risques Gaz en place (milliards mètre cube)	Techniquement récupérable (milliards mètre cube)	Risques Gaz en place (milliards mètre cube)	Techniquement récupérable (milliards mètre cube)			
Pologne	22 426	5295		350 à 1900	21 606,00	4 191,00		-3,66	-20,85
France	20 388	5097			20 586,00	3 879,00		0,97	-23,90
Roumanie					6 598,00	1 444,00			
Danemark	2 605	651			4 502,00	906,00		72,82	39,17
Pays-Bas	1 869	481		70 à 400	4 276,00	736,00		128,79	53,01
Royaume-Uni	2 747	566	5 735	150	3 794,00	736,00	38 f	38,11	30,04
Allemagne	934	226	680 à 2266 c	0,7 à 2,268	2 265,00	481,00		142,51	112,83
Bulgarie			300-1000 b		1 869,00	481,00	399 à 1000 g		
Suède	4 644	1161			1 387,00	283,00		-70,13	-75,62
Espagne			185		1 189,00	226,00	227 à 2966 e		
Lituanie	481	113	600 à 900	60 à 90	113,00			-76,51	-100,00
Italie			8,57	4,5					
Autriche			159-241 a						
Irlande							42 à 109 d		
EU-28	56 094	13 590			68 185	13 363		21,55	-1,67

Tableau 1 Ressources de Gaz de Roche mère estimées par l'Agence Américaine de l'information de l'énergie (EIA, 2013) (EIA, 2011) (Institut Thomas More, 2012) (Commission Européenne, 2014) ;(a) Thomson Reuters ;(b) Bloomberg ;(c) BGR ; (d) Enegi Oil ; (e) ACIEP ; (f) UK DECC ;(g)Veliciu and Popescu

En 2009 commence un projet de recherche sur les gaz de roche-mère en Europe mené par différentes compagnies pétrolières (Statoil, Exxon Mobil, GDF-SUEZ, Total, Vermilion, Repsol, Schlumberger and Bayern-gas) nommé G.A.S.H. pour *Gas Shales in Europe*. (Cournil, 2013)

Afin de montrer quelles peuvent être ces ressources voici la présentation de quelques bassins prospectifs où l'on peut trouver des quantités importantes de gaz de roche-mère sur le territoire de l'UE.

3.1.3.1 La Pologne

Selon ces estimations c'est donc la Pologne avec quatre bassins qui a le plus grand potentiel. Le Bassin de la Baltique dans le Nord de la Pologne est le plus favorable aux niveaux des infrastructures et un support de la population plus propice. Les Bassins de Lublin et Podlasie ont un fort potentiel mais leur structure est plus complexe ce qui pourrait compliquer le forage horizontal. Le quatrième bassin se trouve dans le Sud Ouest de la Pologne le « Fore Sudetic Monocline » moins reconnu. (EIA, 2015)



Figure 14 : Bassins estimés en Pologne. Source : Modified from San Leon Energy, 2012. (EIA, 2015)

Il semble que le meilleur gisement polonais de gaz de roche-mère se trouve à Polandare, dans une formation géologique sédimentaire datant du Paléozoïque (principalement Ordovicien³⁶ (voir échelle

³⁶ La période Ordovicien se date entre 485,4 à 443,4 Millions d'années

des temps géologiques à l'Annexe XII) et début Silurien³⁷ (Wikipédia, s.d.) qui se situe au centre de la Pologne. (Uliasz-Misiak, et al., 2014)

Plusieurs compagnies internationales telles que Exxon Mobil, Chevron, Talisman et Marathon s'intéressent à la Pologne et son potentiel de gaz de roche-mère. Depuis la première licence pour exploration en 2007 jusqu'en février 2013, 115 licences ont été autorisées pour des explorations ou documentation d'hydrocarbures conventionnels ou non conventionnels dont 16 concessions pour dépôts non conventionnels ce qui représente au total 91 000 km² soit 29% du territoire polonais. (Uliasz-Misiak, et al., 2014) C'est l'entreprise publique polonaise PGNiGSA avec 16 licences qui comporte le nombre le plus important de licences. (Uliasz-Misiak, et al., 2014)

Certaines explorations ont été décevantes et ont eu des résultats négatifs par rapport à ceux escomptés c'est le cas du bassin de Lublin ainsi que celui de Markowola exploré par la compagnie PGNiGSA et Exxon Mobil. (Uliasz-Misiak, et al., 2014)

Selon le ministère de l'environnement 40 explorations ont été effectuées jusqu'en février 2013 et 309 explorations sont planifiées jusqu'en 2021 dont 181 qui dépendront des premiers résultats obtenus. (Uliasz-Misiak, et al., 2014)

La Pologne est donc en phase pré commerciale mais n'atteint pas les premières attentes. En 2012 Exxon Mobil a abandonné ses explorations après deux tests des bassins de Lublin et Podlasie. ConocoPhillips et Chevron continuent de forer les tests prévus initialement dans le Bassin de la Baltique et celui du Lublin. Dans le bassin de la Baltique, Marathon et Talisman sont sortis également en ayant été déçu de la qualité des réservoirs et des résultats des premiers tests.

Les taux de production et la qualité des réservoirs sont en dessous des estimations, les puits ont montré une porosité de 4% de porosité et environ 40% d'argile. Les opérations de fracturation hydraulique ont montré également des résultats de qualité inférieure. Cependant les explorations continuent et les opérateurs peuvent encore identifier les spots géologiques plus exploitables. (EIA, 2015) Il ne faut pas oublier qu'aux Etats-Unis ses techniques se sont développées et améliorées sur plusieurs années et une meilleure connaissance des sols américains par de nombreuses explorations. (Furfari, 2014)

³⁷ La période Silurien se date entre 443,4 à 419,2 Millions d'années

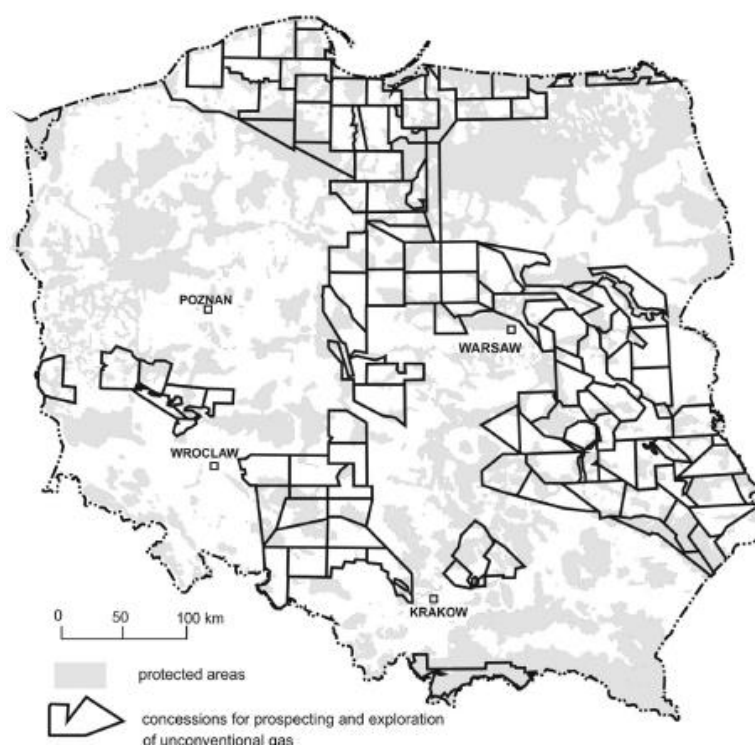


Figure 15 Concessions pour l'exploration et prospection de gaz non conventionnels (Ministère de l'environnement 2012) et les zones protégées (Uliasz-Misiak, et al., 2014)

3.1.3.2 La France

En France les gisements potentiels se trouvent dans le bassin parisien estimé à 100 millions de mètres cubes et le Sud Est du Massif Central dans l'escarpement des Cévennes et le plateau des Grandes Causses³⁸ estimé à 500 millions de mètres cubes, région qui contient déjà un gisement important houiller. (Cournil, 2013)

Le bassin parisien a deux couches sédimentaires, l'une datant du Jurassique Inférieur et la seconde du Permien carbonifère.

Le Bassin du Sud-Est est la couche sédimentaire la plus fine de France contenant des sédiments du Mésozoïque et Cénozoïque. Le Bassin parisien est un large bassin intracratonique qui occupe presque toute la moitié Nord du Pays. (EIA, 2015)

³⁸ Zone de transition entre les garrigues du Bas Languedoc et le Plateau Central.

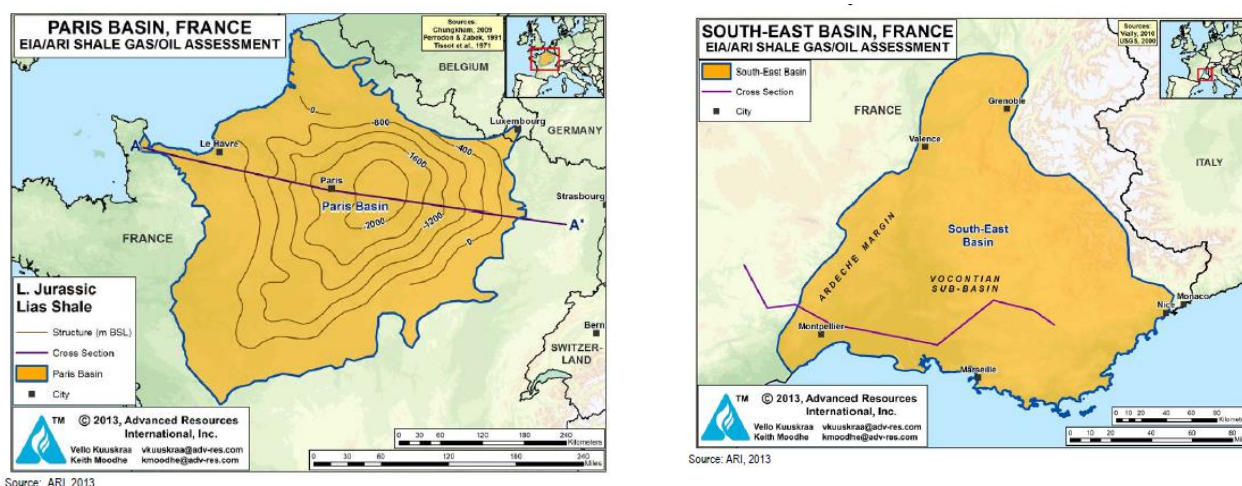


Figure 16 : Bassins Prospectifs de gaz de roche-mère en France.
Source : (EIA, 2015)

3.1.3.3 Le Royaume-Uni

Le Royaume-Uni est pour l'instant le leader européen pour l'exploitation des gaz de roche-mère et a même adopté des normes spécifiques à cela. (Musialski & Nyssen, 2014)

Les bassins potentiels du Royaume-Uni sont répartis sur l'ensemble du territoire, 13208.94km² dans le Nord et le centre dans une zone géologique carbonifère d'une profondeur estimée de 1524 mètres à 3962,4 mètres et 4493.63 km² dans le sud dans une zone de l'âge Jurassique d'une profondeur de 1219,2 mètres à 1828,8 mètres. (EIA, 2015)

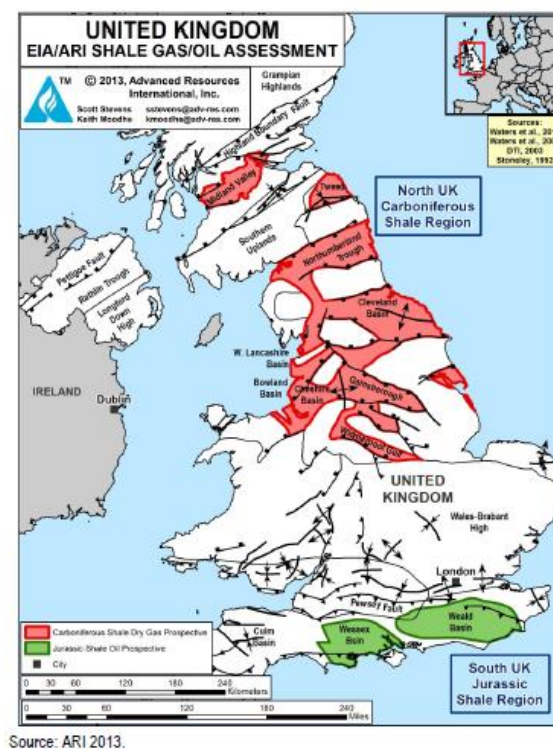


Figure 17 Bassins de roche-mère au Royaume-Uni (EIA, 2015)

3.1.3.4 La Roumanie

En Roumanie les formations potentielles où l'on peut trouver du gaz de roche-mère sont localisées dans des zones d'orogénèse (Zone Est des Carpates), dans des structures pliées dans des profondeurs à plus de 2500 à 3000 mètres et des plateformes (avant-pays du bassin des Carpates, la plate-forme de Moésie étendue au Sud de Dobroudja, la plate-forme de Scythie (dépression de Bârlad) et le sud de la plate-forme de Moldavie. Les dépressions *Getic*, *Pannonian* et le bassin de Transylvanie ont également les conditions remplies pour un gisement de gaz de roche-mère. L'âge de formation se situe entre le Paléozoïque (Silurien à – 425 millions d'années), condition plus optimale, au Cénozoïque (Paléogène à – 30 millions d'années). (WEC/RNC, 2013) Les premières analyses du sol indiquent que les plus forts potentiels se trouveraient donc dans les couches Siluriennes soit les formations de la plate-forme de Moésie, de Scythie et de Moldavie. Les dépressions des Carpates et *Getic*, les formations de l'ère Cénozoïque (Oligocène situé entre – 34 à 23 Ma) ont un potentiel moyen alors que les formations du Permien (de -299 à 252 ma) et du Jurassique (- 201 à – 145 ma) au Sud des Carpates et du Carbonifère ainsi que du Jurassique pour la plate-forme de Moésie et des formations du Crétacé (- 145 à - 66 Ma) et du Miocène (de 23 à --5 ma) du bassin transylvanien ont un potentiel plus bas. (WEC/RNC, 2013)

Le taux de recouvrement est basé sur les taux existants aux Etats-Unis en moyenne de 20 à 30%, et ont été appliqués dans le rapport, il faut donc être prudent car les conditions d'exploitation aux Etats-Unis et en Europe ne sont pas les mêmes et l'Union Européenne fait face à certaines contraintes abordées dans le chapitre 4. (EIA, 2013)

Les conclusions des études sont parfois très différentes les unes des autres, et les explorations qui ont suivi ces estimations ont parfois données des résultats plus décevants comme ce fut le cas pour la Pologne.

L'évaluation des ressources de gaz de roche-mère ne pourra se préciser qu'à chaque étape d'exploration (sismique, carottage, forage, analyse des boues, test de production, hydro-fracturation, phase de production...). (Charon, 2014)

3.3. Position des Etats membres en matière de gaz de Roche-mère

Chaque État-membre est libre d'autoriser l'exploitation des gaz de roche-mère sur son territoire tant que l'exploitation respecte les acquis communautaires. Les ressources sont inégalement réparties et les avis des États-membres sont très partagés sur les gaz de roche-mère et les technologies d'extraction.

Dans les Etats membres favorables se trouvent la Pologne et le Royaume-Uni. Le gouvernement polonais considère les gaz de roche-mère comme une véritable opportunité de développement économique et une possibilité de consolider sa sécurité énergétique surtout que sa dépendance envers le gaz russe est très forte. (Uliasz-Misiak, et al., 2014)

Le gaz de roche-mère au Royaume-Uni est devenu une priorité politique afin de développer leur exploitation. (Cotton, et al., 2014) Le Royaume-Uni a même créé des normes spécifiques à l'exploitation de gaz de roche-mère. (Musialski & Nyssen, 2014)

L'Allemagne ne s'y oppose pas totalement mais reste prudente et a mis en place un moratoire temporaire en attendant d'avoir plus de preuves scientifiques. (Musialski & Nyssen, 2014)

Inversement, plusieurs pays ont préféré mettre un moratoire pour les gaz de roche-mère et la fracturation hydraulique. Ils ont cessé ainsi toutes activités d'exploration et d'exploitation, temporairement voire indéfiniment. Le moratoire³⁹ est un principe de mesure de précaution qui a déjà été utilisé par les Etats membres de l'Union européenne comme ce fut le cas pour les OGM.

Le 11 mars 2011 la France a étendu un moratoire sur la fracturation hydraulique qui avait commencé en février suite à de fortes oppositions populaires et la pression publique. Ces réactions avaient été causées par trois nouveaux permis d'exploration de gaz de roche-mère dans le sud-est de la France, autorisés par le ministre de l'écologie de l'époque Jean-Louis Borloo. Des permis avaient été délivrés en France depuis 2008. (Nguyen Huu, 2015) Ainsi le 13 juillet 2011 ce moratoire est transcrit dans la loi et interdit l'extraction des gaz de roche-mère, l'exploration ou exploitation de mines par fracturation hydraulique. (Article 1 Loi 2011-835) évoquant⁴⁰ le principe de précaution⁴¹. (Fleming, 2013)

En décembre 2011 l'Irlande du Nord décide également de mettre un moratoire sur la fracturation hydraulique.

En Janvier 2012 le Parlement bulgare a imposé un moratoire à durée indéterminée, sur le forage par fracturation hydraulique se basant sur l'article 86 de sa constitution car la loi bulgare interdit tout forage d'hydrocarbure à des pressions de plus de 20 atmosphère (20 atm)⁴². Suite à ce moratoire, le Parlement a créé une commission ad hoc afin d'établir les points à interdire et suivant son rapport le ministre a interdit les forages à une profondeur de plus de 200 mètres. Ceci implique que l'exploitation des gaz de roche-mère n'est pas possible en Bulgarie car aucune réserve de gaz n'est proche de la surface. De plus, la langue bulgare ne contient pas de terme exact pour le gaz de roche-mère et afin

³⁹ Est un terme de droit, qui désigne une décision d'accorder un délai ou une suspension volontaire d'une action, en droit international, un moratoire est un accord qui permet de suspendre des activités dans un domaine donné ou des revendications. (Wikipédia, s.d.))

⁴⁰ Une minorité de parlementaires ont considéré que les risques pour la santé humaine et l'environnement étaient prouvés et que le principe de prévention était alors applicable. Le principe de précaution a finalement été appliqué.

⁴¹ Le principe de précaution est prévu à l'Article L110-1 du code de l'environnement français.

⁴² L'atmosphère normale (symbole atm) est une unité de pression, qui n'appartient pas au système international (SI), définie lors de la 10e Conférence générale des poids et mesures, en 1954, à 101 325 Pascal. (Pa) (Wikipédia, s.d.)

que cette décision ne touche pas toute l'industrie du gaz et du pétrole, les restrictions se sont donc faites sur les spécificités des techniques de l'extraction du gaz de roche-mère comme la pression et la profondeur. L'exploration et la production de gaz de roche-mère sont interdites en Bulgarie. (Fleming, 2013)

Aux Pays-Bas le gouvernement central n'est pas le seul décisionnaire pour les explorations. En effet, les municipalités sont également impliquées dans le processus décisionnaire selon l'acte minier des Pays-Bas (*mining act*). (Holz, et al., 2015) Un nombre important de municipalités se sont opposés à des tests d'exploration de gaz de roche-mère et 226 municipalités sur 393 se sont proclamées affranchies des gaz de roche-mère. En juillet 2015, le ministre des affaires économiques sous la pression publique a déclaré qu'il n'y aurait pas d'exploitation de gaz de roche-mère durant les cinq prochaines années. (Holz, et al., 2015)

Le Parlement Roumain a introduit une initiative de moratoire sur l'extraction de gaz de roche-mère en mai 2012 avec le soutien du Premier Ministre. Mais la proposition a été rejetée au Senat en juin 2012. Il n'existe pas de moratoire en Roumanie mais la question reste toujours controversée et dans les débats politiques. (Fleming, 2013)

La République Tchèque face à de fortes mobilisations populaires (pétitions de 35 000 personnes) établit un moratoire en 2012.

La région de Cantabrie, en Espagne vote en 2013 l'interdiction de la fracturation hydraulique.

Enfin, le Luxembourg suspens les forages de gaz de roche-mère et établit un moratoire. Le 13 novembre 2012 est voté une motion contre l'extraction des gaz de roche-mère expliquant que le gaz de roche-mère trouvé à Bettembourg et Pétange sont trop proches de la surface et de zones à fortes densité. Si des technologies plus durables permettent l'extraction, l'exploitation reprendra. (Shale World, 2013)

3.4. Cadre Législatif au niveau de l'UE

Le traité de Lisbonne définit clairement la compétence énergétique qui devient désormais une compétence partagée entre l'UE et les Etats membres soumise au principe de subsidiarité⁴³. Elle peut donc intervenir au niveau européen pour assurer le bon fonctionnement du marché de l'énergie, la sécurité de l'approvisionnement énergétique, promouvoir l'efficacité énergétique et l'interconnexion des réseaux énergétiques. Le traité introduit ainsi une base juridique spécifique au domaine de

⁴³ L'UE ne pourra intervenir sur les choix des Etats membres en rapport avec leurs sources d'approvisionnement énergétique, sauf à l'unanimité et pour des raisons environnementales (article 192 du traité sur le fonctionnement de l'UE). (EUR-Lex, 2010)

l'énergie avec l'article 194 du traité sur le fonctionnement de l'UE et clarifie ainsi les actions de l'UE dans ce domaine. (EUR-Lex, 2010) Auparavant l'UE intervenait dans ce domaine par le biais de la clause de flexibilité, à l'unanimité, prévue à l'article 308 TCE. (Toute l'Europe, 2015)

La législation de l'Union européenne relative au marché intérieur de l'énergie pour le gaz et l'électricité est règlementée selon différents textes. Tout d'abord la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, le règlement (CE) no 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, et le règlement (CE) no 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel. Ces textes sont applicables dans les États membres depuis le 3 mars 2011. (Cournil, 2013)

Au Conseil européen du 4 février 2011 les hydrocarbures non conventionnels ainsi que le nucléaire se retrouvent au centre du débat et dans les conclusions émerge l'idée que le potentiel de cette ressource doit être évalué au niveau européen. (Cournil, 2013)

En Septembre 2011, le Commissaire européen de l'énergie, Günther Oettinger, se dit très favorable à l'exploitation des gaz et pétroles de roche-mère, même le Commissaire pour l'action climatique Connie Hedegaard, affirme alors que l'on ne peut pas dire non à une technologie qui est à une étape prématurée de développement, mettant en évidence que des challenges technologiques doivent être mis en place avant de commencer une large exploitation. (Cournil, 2013) Suite à cela, certains membres du Parlement européen, le commissaire à l'Environnement Janez Potoènik, Günther Oettinger et Connie Hedegaard considèrent l'établissement d'un moratoire disproportionné, basé sur l'article 194 paragraphe 2 du TFEU donnant le droit à chaque Etat membre de disposer de ses propres conditions d'exploitation de ses ressources énergétiques tant que les préoccupations environnementales seront prises en considération et respectées selon le paragraphe 1 de l'article 194 du TFEU. (Cournil, 2013)

Dans la feuille de route pour l'Energie mentionnée dans la partie 2.5.1, le gaz est considéré comme une ressource critique⁴⁴. Il est aussi considéré comme une solution de transition à court et moyen terme pour réduire les émissions de CO₂ et éventuellement à long terme quand les techniques de systèmes de capture de carbone seront au point. Elle envisage que la demande européenne en gaz risque donc d'augmenter pendant cette transition vers un système qui fonctionne en majorité avec des énergies renouvelables afin de remplacer d'autres énergies comme le charbon voire le nucléaire. (Commission Européenne, 2012)

⁴⁴ Difficulté d'approvisionnement

En janvier 2012, la Direction Générale de l'Energie a commissionné une étude afin d'évaluer si la législation en matière de gaz de roche-mère est suffisante. Le commissaire Günther Oettinger a annoncé que la législation était suffisante et qu'il n'était pas nécessaire d'effectuer une législation supplémentaire. (Cournil, 2013)

Mais les discussions sur le sujet continuent et ont été particulièrement virulentes en avril 2012 au Parlement européen, suite à deux pétitions de citoyens contre l'exploitation de gaz de roche-mère en Pologne et Bulgarie accompagnées d'un rapport sur les gaz de roche-mère du membre polonais du Parlement Boguslaw Sonik⁴⁵, présenté au comité environnement du Parlement. Ce rapport présente un certain nombre de recommandations et éléments à développer pour l'exploitation de gaz de roche-mère notamment sur la réglementation, les impacts environnementaux de la fraction hydraulique, la transparence et un meilleur dialogue entre l'industrie et la population, la participation du public et des instances locales, les aspects internationaux comme les objectifs climatiques. (Cournil, 2013)

Le Parlement européen invite alors la Commission européenne à établir un cadre permettant d'exploiter les gaz de roche-mère de manière respectueuse pour l'environnement. (Musialski & Nyssen, 2014)

La Commission européenne publie le 22 janvier 2014 une recommandation sur l'exploitation des gaz de roche-mère qui traite ainsi trois de ses objectifs déjà mentionnés qui sont la sécurité de l'approvisionnement énergétique, la durabilité et la protection de l'environnement et la compétitivité des industries européennes et qui donne des principes minimaux applicables à l'exploration et à la production d'hydrocarbures de manière plus générale mais utilisant la fracturation hydraulique à grands volumes dans l'UE. La recommandation s'appuie sur les acquis communautaires déjà avancés en matière de protection environnementale avec des règlements et des directives concernant la lutte contre la pollution de l'air, de protection de l'eau, de la faune et la flore, de la santé humaine, du traitement des déchets, de la lutte contre la pollution sonore et la protection des travailleurs, qui seront développés dans le chapitre 4. Il en ressort l'adoption de meilleures techniques disponibles (MTD). (Musialski & Nyssen, 2014) En Europe, la meilleure technique disponible est la technique qui satisfait le mieux aux critères de développement durable qui comporte trois piliers : économique, social, et environnemental. La MTD est définie en priorité par rapport à la performance environnementale (gaz à effet de serre, substances acides, émissions dans l'air, rejets). La MTD est élaborée en application de la directive européenne 96/61/CE, dite IPPC, du Conseil du 24 septembre 1996 sur la pollution par les processus industriels mise en application le 30 octobre 2007. Elles sont répertoriées dans des documents appelés « BREF » (BAT référence documents ou documents de référence sur les MTD).

⁴⁵ Membre du groupe du Parti populaire européen et des Démocrates européens nommé après 2009 groupe du Parti populaire européen (groupe PPE)

(Wikipédia, 2016) La recommandation n'est pas limitée aux gaz de roche-mère et rassemble donc un ensemble de principes minimaux non contraignants s'appliquant aux Etats membres qui décident d'exploiter leurs ressources en hydrocarbures par fracturation hydraulique à grands volumes définie par "l'injection dans un puits, d'un volume d'eau égal ou supérieur à 1000 m³ par stade de fracturation ou égal ou supérieur à 10 000m³ pour l'ensemble du processus de fracturation". La recommandation ne concerne donc pas la phase d'exploration en amont mais à la phase de sélection du site, à la phase de construction du puits de forage et à la fracturation hydraulique à grands volume. (Musialski & Nyssen, 2014)

Pour la sélection du site la Recommandation s'adresse directement aux autorités et renvoie à la Directive 2001/42/CE relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement. Elle fournit ainsi un outil décisionnel aux autorités compétentes qui doivent donner les autorisations à ces activités pour mettre en évidence les conflits d'intérêts potentiels avec d'autres activités. Mais la directive n'est pas prescriptive et c'est aux autorités de déterminer les zones tampons utiles pour préserver les zones résidentielles et les ressources aquifères. (Musialski & Nyssen, 2014) La recommandation s'adresse également aux Etats membres et aux opérateurs responsables qui doivent réaliser une étude d'incidence comme le décrit la Directive 2011/92/UE concernant l'évaluation des incidences de certains projets ou programmes publics et privés sur l'environnement. (Musialski & Nyssen, 2014)

Elle indique que le choix du site devra démontrer qu'il n'y a pas de risque de rejets directs de polluants dans les eaux souterraines et que la situation de référence (état écologique du site avant travaux susceptible d'être affecté par les travaux) soit établie comme le précisait la Directive 2010/75/UE relative aux émissions industrielles. La recommandation ajoute cependant un relevé de la sismicité du site étudié qui n'était pas prévu dans la Directive. (Musialski & Nyssen, 2014)

Pour la construction du puits de forage qui est une phase sensible en raison du risque de fuites, de contamination de l'eau, la recommandation insiste sur les infrastructures qui doivent être élaborées afin d'empêcher toutes fuites et déversements dans le sol, l'eau ou l'air, ces infrastructures doivent être garanties et testées par une tierce partie indépendante. Le traitement des eaux usées considérées comme déchets est prévu dans la Directive 2006/21/CE. Il peut être complété par la Directive 2000/60/CE qui établit un cadre dans le domaine de l'eau et la Directive 2006/118/CE sur la protection des eaux souterraines contre la pollution et la détérioration. (Musialski & Nyssen, 2014)

Enfin pour la phase de fracturation hydraulique les recommandations sont nombreuses et s'appuient sur les obligations déjà existantes et sur les MTD qui par exemple recommandent de vérifier la pression et la stabilité des puits, les volumes d'eau injectés ou les émissions atmosphériques et de prévoir un plan de gestion des risques pour stopper toutes activités en cas d'anomalie. (Musialski & Nyssen, 2014) Les opérateurs doivent ainsi avoir un plan de gestion des eaux usagées comme décrit

dans la Directive 2006/21/CE, un plan de gestion des transports afin d'optimiser ceux-ci et avoir moins d'émissions et limiter les rejets atmosphériques ce qui élargit le champ de la Directive 2010/75/CE qui ne s'appliquait qu'aux activités d'extractions à grand échelle. La recommandation impose aux opérateurs de divulguer la composition chimique précise des fluides utilisés pour la fracturation et va donc plus loin que le règlement REACH qui ne prévoyait qu'une obligation de divulgation à l'agence ECHA qui devait les garder confidentiels. (Musialski & Nyssen, 2014) Enfin la recommandation prévoit en fin d'activité une étude comparative de son état écologique et environnemental par rapport à l'état initialement dressé comme cela était prévu dans les Directives 2006/21/CE et 2010/75/UE avec en plus la sismicité ajoutée dans la recommandation. (Musialski & Nyssen, 2014) Soumis à la convention d'Aarhus et de la Directive concernant l'accès du public à l'information en matière d'environnement (2003/04/CE) puis de la directive sur la responsabilité environnementale les informations sur les produits utilisés doivent être accessibles. (Parlement Européen, 2012)

3.5. Réglementations nationales et application de la législation de l'UE

ICF a réalisé une étude pour la Commission européenne à propos des impacts climatiques que peuvent avoir les gaz de roche-mère. (ICF International, 2014) Elle effectue une revue des législations nationales qui règlementent les exploitations de gaz de roche-mère. L'étude montre tout d'abord que concernant le dégazage et torchage dans les Etats membres étudiés (Bulgarie, Danemark, Allemagne, Lituanie, Pologne, Roumanie, Espagne et Royaume-Uni) la législation mise en place est différente d'un Etat membre à l'autre. La Bulgarie n'a pas de législation spécifique aux pollutions et fuites causées par de telles structures et la législation en vigueur est sa législation environnementale générale (Environmental Protection Act, Clean Air Act) et celle résultant de l'étude d'incidence. Au Danemark sept autorisations sont requises et le forage ne commence pas tant que l'agence danoise de l'énergie (*Danish Energy Agency* (DEA)) n'a pas donné un permis suite au programme de forage qui lui a été proposé par la compagnie qui souhaite exploiter. Ce programme donne le détail des installations, de la sécurité, des rapports économiques et programme des travaux à effectuer et du plan de développement. En Allemagne l'Association allemande de l'Industrie de l'extraction du gaz et du pétrole a une régulation technique et standard concernant les problèmes de dégazage et torchage (*Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung*). On retrouve ces thèmes dans les Instructions techniques du Contrôle de qualité de l'air. (*Technische Anleitung Luft, Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft*). Les fuites de gaz et pollutions qui peuvent survenir lors d'une exploitation de gaz de roche-mère sont donc traités dans ces réglementations. En Lituanie les documents à soumettre pour un projet d'exploitation de ressources d'hydrocarbures doivent prévoir les mesures en cas de déversement et d'explosion sans spécifier quelles mesures prendre selon les techniques de forage utilisées.

En Pologne, la loi qui s'applique sur un projet d'exploitation de gaz de roche mère est la loi sur les

exploitations minières et l'autorité responsable est le ministère de l'environnement. (Uliasz-Misiak, et al., 2014) L'exploration et l'exploitation des sols engendre des déchets et des dépôts, en Pologne ces déchets sont considérés comme déchets miniers, même si une exploitation non conventionnelle engendre plus de déchets qu'une exploitation de gaz conventionnel. (Uliasz-Misiak, et al., 2014)

En France l'exploration pour l'exploitation de gaz de roche-mère est régulé par un système de permis défini par l'Article L. 162-1 du nouveau code minier⁴⁶ qui impose que toute prospection doit être obligatoirement soumise à une autorisation selon l'impact environnemental mais le décret du 2 Juin 2006⁴⁷ sur l'exploitation et stockage dont le travail d'exploration d'hydrocarbures est soumise, est plus flexible car chaque requête pour l'exploration de gaz de roche mère doit être accompagné par un mémorandum spécifique technique, le programme des travaux à effectuer, l'engagement financier avec les documents cartographiques associés ainsi qu'une étude d'incidence donnant les impacts environnementaux. Ces documents sont soumis au ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer chargé des Mines qui a l'autorité pour délivrer les permis selon la consultation de la DREAL et du Conseil General des Mines. (Cournil, 2013)

En Europe les produits chimiques sont soumis à la Directive REACH et c'est l'agence ECHA (*European Chemicals Agency*) qui est responsable de l'autorisation des produits utilisés pour la fracturation hydraulique. L'agence a évalué ainsi les risques de ces produits mais des représentants de compagnies de gaz et pétrole soulignent que l'industrie a fortement diminué l'utilisation de produits chimiques comparé à l'industrie d'il y a 10 ans selon les types de sol exploités et la connaissance géologique et que certaines de ces substances sont utilisées dans l'industrie alimentaire. (Cournil, 2013)

Les explorations et d'éventuelles exploitations doivent être soumises à la directive EIE applicable (directive 2011/92/UE concernant l'évaluation des incidences de certains projets publics et privés sur l'environnement) et de la directive sur les déchets miniers, où l'opinion publique a le droit d'être consultée. Dès le début de l'extraction, les instruments pertinents de l'UE exigent l'examen et, si nécessaire, la révision des autorisations. Les autorités nationales compétentes ont des obligations de contrôle et, en cas de non-respect, l'extraction peut être interdite. (Parlement Européen, 2012)

En Lituanie, le paragraphe 22.3 régleme les projets en préparation d'exploitation des hydrocarbures. Il impose une documentation du projet incluant de prévoir des mesures en cas de déversement ou fuite. L'Article 14 (1) de la loi sur les sous-sols est également en application et peut imposer des informations supplémentaires sur les technologies d'extraction. L'EIE peut être également considérée

⁴⁶ Ordonnance No 2011-91 du 20 Janvier 2011 du code minier, JORF 25 Janvier 2011.

⁴⁷ No. 2006-649.

comme un outil préventif important. En Pologne la loi de protection environnementale *Environmental Protection Law Act* qui selon les articles 85, 96a vont proposer des mesures sur la protection de l'air durant les différentes phases opérationnelles du projet ainsi que l'EIE. En Roumanie ce sont les normes de la loi sur les produits pétroliers *Petroleum Law* qui impose un certain nombre de réglementations notamment concernant les liquides rejetés et les torchères. Il impose de prendre des échantillons et des obligations d'effectuer des rapports réguliers. En Espagne, le Ministère de l'Environnement impose une EIE avant de donner une autorisation. Une évaluation des émissions potentielles émises par les moteurs et les GES est également demandée. Des mécanismes de contrôle sont mis en place lorsque l'activité a commencé.

L'Annexe IV de la Loi 34/2007 de la qualité de l'Air et de la protection de l'atmosphère reconnaît les activités d'extraction d'hydrocarbures qui sont soumises à des permis dans la limite des émissions autorisées.

Au Royaume-Uni la production d'hydrocarbures est régulée par le *Schedule 3, paragraphe 21 of the Petroleum (Production) (Landward Areas) Regulations* de 1995, pour l'autorisation des licences et la réglementation à appliquer. Des autorités locales, responsables de la protection environnementale *Environmental Protection Act* de 1990 sont autorisées à effectuer des contrôles inspectant les sites et les nuisances engendrées (bruit, odeurs, ventilation). (ICF International, 2014)

La réglementation est donc différente d'un Etat à l'autre, les autorités compétentes qui donnent les autorisation pour de tels projets est parfois au niveau national soit local.

CHAPITRE 4 : ANALYSE AFOM (SWOT) DE L'EXPLOITATION DES GAZ DE ROCHE-MÈRE AU SEIN DE L'UE

Bien que la connaissance des gisements réels de gaz de roche-mère soit encore incertaine comme évoqué dans le chapitre 3, cette ressource à fort potentiel semble présenter un certain nombre d'avantages et d'opportunités qui peuvent s'inscrire dans les stratégies européennes mentionnées dans le chapitre 2 concernant la sécurité énergétique, la compétitivité européenne, les objectifs climatiques en matière de réduction d'émissions de CO₂. L'exploitation des gaz de roche-mère semble donc avoir des atouts économiques, sociaux et environnementaux. Inversement l'exploitation de gaz de roche-mère n'est pas sans inconvénients et comporte un certain nombre de limites abordées dans le chapitre 3 qui pourraient menacer les acquis et objectifs de l'UE dans ces mêmes domaines économiques, sociaux et environnementaux abordés dans les chapitres 2 et 3.

4.1. L'exploitation des roches-mères pour l'UE : Atouts et Opportunités

4.1.1 Transition énergétique

Le gaz est l'énergie fossile la moins polluante, contrairement au charbon il ne relâche pas dans l'air de produits toxiques tels que le mercure ou le dioxyde de soufre et émet deux fois moins de CO₂. (Nature, 2009) L'utilisation du gaz à la place du charbon permettrait donc d'atteindre les objectifs fixés en matière de réduction d'émissions de gaz à effet de serre. (Sovacool, 2014) Le gaz peut être un acteur important de la décarbonisation qui pourrait répondre aux besoins énergétiques grandissants de l'UE.

Aux Etats-Unis où l'exploitation des gaz de roche-mère existe depuis plusieurs années, son impact environnemental⁴⁸ a été étudié en comparaison avec le gaz naturel et le charbon. L'analyse se base sur le cycle de vie du gaz de roche-mère et du charbon et en conclue que même si la production de gaz de roche-mère nécessite beaucoup d'eau lors de la production, les émissions de GES et substances polluantes sont beaucoup plus importantes avec l'utilisation du charbon. De plus le gaz a un pouvoir calorifique plus important et pourra donc fournir plus d'énergie. (Jenner & Lamadrid, 2013)

L'élimination du charbon, première cause d'émissions de CO₂ et troisième source d'énergie dans le mix énergétique de l'UE⁴⁹ semble la solution la plus évidente afin de réduire les émissions de CO₂, et réduirait par la même occasion la pollution atmosphérique causée par le charbon. Cette solution serait politiquement et économiquement plus facile à éliminer de notre mix énergétique plutôt que d'éliminer le pétrole, seconde cause d'émissions de CO₂, et principal carburant pour le transport. Plusieurs solutions sont possibles pour remplacer le charbon dans le mix énergétique et le gaz est une alternative à envisager. (Pellerin-Carlin & Vinois, 2015)

De plus les pays qui veulent sortir du nucléaire doivent trouver d'autres sources d'énergies pour remplacer cette énergie non négligeable que produisaient leurs réacteurs. La Finlande, la Suède, la Pologne se concentrent sur l'énergie nucléaire alors que l'Allemagne, la Lituanie décident de fermer leurs centrales. (Godzimirski, et al., 2015) Mais une centrale nucléaire (1 réacteur récent) d'une puissance de 1.000 Mégawatts, avec une production annuelle de 8.000 heures (conditionnée par les cycles de maintenance) aura une production annuelle de 8.000.000 Mégawatts⁵⁰ ou 8 TWh, soit l'alimentation d'environ 2.300.000 ménages. Alors qu'une centrale CCGT (Turbines Gaz à Cycle Combiné) d'une puissance de 400 Mégawatts avec une production de 2.000 heures par an (conditionnée par la demande) aura une production annuelle de 800.000 MWh ou 0,8 TWh et pourra

⁴⁸ Etude des impacts sur l'eau, l'air et sur les sols.

⁴⁹ Dont en 2012 39% pour le Royaume-Uni, 44% pour l'Allemagne et 83% pour la Pologne. (Pellerin-Carlin & Vinois, 2015)

⁵⁰ 1.000 MW X 8.000 h

ainsi alimenter environ 230.000 ménages. Et une éolienne d'une puissance de 3 Mégawatts, avec une production de 2.000 heures par an (conditionnée par les vents) délivrera une production annuelle de 6.000 MWh ou 0,006 TWh, soit les besoins de 1.700 ménages. (Fédération Belge des Entreprises Electriques et Gazières asbl, s.d.) Tant que la capacité des énergies renouvelables ne sera pas suffisamment développée pour produire plus et compenser les besoins de l'UE, seules les énergies fossiles peuvent à court terme devenir une source alternative pour produire de l'électricité et remplacer le nucléaire. Le gaz semble l'alternative la plus propre.

L'exemple de l'Allemagne, est une parfaite illustration de transition énergétique démontrant que seules les énergies renouvelables ne peuvent palier à la demande et entraîne systématiquement certaines conséquences. L'Allemagne a établi en 2011 un plan *Energiewende* pour s'affranchir du nucléaire. L'Allemagne ne produira plus d'énergie nucléaire d'ici la fin 2022. Elle souhaite augmenter la part d'énergie renouvelable dans sa consommation d'énergie brute globale à 18% en 2020, 30% en 2030, 45% en 2040 et 60% en 2050. Les objectifs pour sa consommation d'électricité brute⁵¹ sont de 35% en 2020, 50% en 2030, 65% en 2040 et 80% en 2050. (Kofler, et al., 2014) Les objectifs en matière d'émissions de gaz à effet de serre sont de diminuer les émissions (par rapport au niveau de 1990) de 40% en 2020, 55% en 2030, 70% en 2040 et de 80 à 95% en 2050 Son efficacité énergétique aura augmenté ce qui aura réduit sa consommation d'électricité par rapport à 2008 de 10% en 2020 et 25% en 2050. (Kofler, et al., 2014)

L'Allemagne a donc décidé d'arrêter son énergie nucléaire et de fermer ses 17 réacteurs qui représentaient 20% de sa consommation. En 2011 lorsque l'Allemagne décide après l'accident nucléaire de Fukushima qu'il n'est plus acceptable de produire de l'énergie nucléaire⁵² elle avait commencé à développer un programme pour soutenir les énergies renouvelables (Eolien, solaire et biomasse) qui consistait à utiliser la totalité de l'électricité verte au moment où elle est produite et de l'acheter à des prix fixés, plus élevés que le prix de production classique Par exemple pour 1 MWh produit au nucléaire a un cout d'environ 50 euros, 60 euros pour l'électricité au charbon et au gaz, alors que les prix d'achat obligatoire pour l'électricité sont de 80 euros pour l'éolien terrestre, de 150 euros pour l'éolien maritime, et de 300 euros pour le solaire. (Ces chiffres sont donnés à titre indicatif, les prix variant selon les pays et les années). Ces « tarifs nourriciers », mécanismes d'obligation d'achat sont des subventions utilisées par la plupart des pays européens comme la France. L'utilisation de l'électricité produite par les énergies renouvelables a engendré un surcoût par cette obligation d'achat à ces tarifs nourriciers. Ces surcoûts sont supportés par les consommateurs qui paient donc cette surcharge l'EEG, en allemand. En 2010 le taux (par MWh) est passé de 25 euros à 36 euros en

⁵¹ Basé sur l'Acte des Energies Renouvelables (EEG) de 2012

⁵² L'Allemagne continue cependant d'en importer de France ou République tchèque (Prud'homme, 2014)

2012, et il atteint 51 euros en 2013. Ce surcoût représentait 8 milliards d'euros en 2010, 14 milliards en 2012, plus de 20 milliards en 2013. (Prud'homme, 2014) La seconde conséquence est l'utilisation plus importante du charbon, les Etats-Unis avec l'émergence du gaz de roche-mère a remplacé ses centrales de charbon par des centrales à gaz et a ainsi exporté son charbon bon marché entre autres à l'Allemagne qui avait besoin de centrales classiques afin de subvenir à ses besoins et à pallier à l'intermittence des réseaux éoliens et solaires. Certaines études disent que l'imprévisibilité de la production d'énergie solaire et celle de l'éolien peut être corrigée en combinant les deux systèmes qui généralement ne fonctionnent pas en même temps. (Kofler, et al., 2014) Le charbon étant meilleur marché que le gaz, la consommation de charbon a ainsi augmenté avec la baisse de l'énergie nucléaire et l'Allemagne a ainsi vu ses émissions de CO₂ augmenter. (Prud'homme, 2014)

4.1.2 Création emplois et relance de l'économie

Une étude a analysé les impacts socio-économiques que l'exploitation de gaz de roche-mère peut avoir en Bulgarie. Plusieurs scénarios sont proposés afin d'évaluer la situation la plus optimiste et inversement la plus pessimiste. Tout d'abord, il en ressort la création d'emplois avec des contrats à long terme et à court terme estimés de 25 000 jusqu'à 39 000 emplois ce qui serait très bénéfique car la Bulgarie a un fort taux de chômage (12,8% en 2013 alors que la moyenne européenne est de 10,9%). Les emplois créés peuvent être directement liés avec les activités d'exploration et d'exploitation mais aussi de manière indirecte dans l'outillage et l'utilisation des matières premières nécessaires à cette activité. (KC 2 Ltd., 2014) En 2010 l'industrie des gaz de roche-mère embauchait 600 000 personnes, IHS-Cera, un bureau d'analyse estime que les emplois directs proposés par l'industrie atteindraient 1,6 millions en 2035. (Furfari, 2014)

Les conséquences d'une baisse des prix du gaz, si la production indigène était effectuée aurait un effet bénéfique pour des industries qui utilisent le gaz naturel comme source d'énergie mais aussi comme matière première comme le secteur chimique. Là encore l'exemple américain nous montre que sa révolution du gaz de roche-mère a permis de rendre leurs industries chimiques très compétitives. Certaines entreprises utilisant le gaz comme matière première de délocalisent aux Etats-Unis car les couts sont plus bas. (Furfari, 2014)

L'industrie des gaz de roche-mère serait profitable également à d'autres secteur comme ceux de la métallurgie, de la verrerie ou de la cimenterie qui sont des industries qui ont besoin de beaucoup d'énergie. Si le prix du gaz baisse, c'est leur coût de production qui baisse également et qui les rend plus compétitives. (Furfari, 2014) De plus on peut imaginer que des industries européennes fournissent les outillages et produits à la fracturation hydraulique et peut donc relancer et dynamiser ces industries comme celle de l'acier.

4.1.3 Législation qui semble adaptée

En 2011, une étude a été réalisée pour la Commission européenne à la demande de la Direction Générale (DG) Energie afin d'étudier si le cadre existant dans l'UE était suffisant à l'exploitation des gaz de Roche mère. L'étude se porte sur quatre pays : l'Allemagne, la France, la Pologne et la Suède et analyse la phase d'exploration mais aussi d'exploitation potentielle. L'étude se base sur une enquête effectuée auprès des autorités compétentes en matière de législation pour les Etats membres étudiés ainsi que les compagnies pétrolières présentes sur les territoires concernés. Elle en conclue que bien que parfois les textes européens sont appliqués de façon différente dans chaque Etat membre et que la protection par ceux-ci n'est pas la même, la législation en vigueur de l'UE est suffisamment adaptée et il n'y pas besoin selon leurs conclusions d'effectuer un texte spécifique au gaz de roche-mère. (Commission Européenne, 2011)

Il existe de nombreux textes auxquels sont soumis l'exploration et l'exploitation de gaz de roche-mère dans l'Union Européenne qui ont été mentionnés dans les chapitres précédents et qui permettent de réglementer d'une façon stricte les activités d'exploration et de production des gaz de roche-mère. La Directive sur les études d'incidences environnementales (EIA)⁵³ qui fixe des exigences quant à la prise en considération des impacts environnementaux significatifs que peut avoir l'exploitation des roche-mère est un instrument important qui pourrait éviter des impacts trop importants et cet instrument serait très utile pour les autorités dans la décision de délivrer ou non un permis d'exploitation. La directive prévoit que les autorités compétentes donnent un avis sur les informations fournies. Ces informations doivent inclure une description des mesures envisagées pour éviter et réduire ces impacts et, si possible, remédier aux effets négatifs secondaires importants. (AEA, 2012)

La Directive concernant les conditions minimum pour améliorer la sécurité et la santé des mineurs⁵⁴ donne un cadre afin de protéger les travailleurs et donne un certain nombre de précaution à la manipulation de substances dangereuses ou explosives ce qui peut s'appliquer au méthane qui présent en fortes concentrations peut représenter un risque d'inflammabilité. (AEA, 2012)

La Directive sur les émissions industrielles⁵⁵ peut être applicable pour les activités d'exploration et d'exploitation des gaz de roche-mère mais il n'est pas certain que celle-ci s'applique au méthane se trouvant dans les substances de flow-back. (AEA, 2012)

Un certain nombre de législations sont en vigueur pour les industries extractives. Tout d'abord la Directive sur les déchets miniers. (2006/21/CE)

Pour la protection de l'environnement le réseau Natura 2000 donne 26 000 zones naturelles protégées qui couvre près de 20 % du territoire de l'UE. (Union Européenne, 2016) Un projet d'exploitation ne

⁵³ (85/337/EEC; 2011/92/EU (codified))

⁵⁴ Directive 92/91/EEC

⁵⁵ 2010/75/EU

peut être accepté sur ces zones. La Directive habitats et oiseaux⁵⁶, la Directive sur la Qualité de l'air ambiant, la Directive sur les eaux souterraines (2006/118/CE), la Directive cadre sur l'eau (2000/60/CE), la Stratégie sur l'air ambiant, la Responsabilité environnementale, la Note MTD (BREF), la Directive Seveso III⁵⁷ pour une prévention des risques industriels, la Directive REACH et bien d'autres encore. (Parlement Européen, 2011)

4.1.4 Sécurité des approvisionnements et sécurité énergétique

Comme solution envisagée afin d'accroître la production de l'UE et de compenser la baisse de production de gaz conventionnel sont mentionnés dans la Communication⁵⁸ de la Commission Européenne sur la Stratégie européenne pour la sécurité énergétique, les gaz et pétroles non conventionnels en Europe et en particulier « les gaz de schiste » selon le terme utilisé dans la communication. Cette exploitation envisagée est sous condition « que les questions liées à l'acceptation par le public et à l'impact sur l'environnement soient traitées de façon adéquate » en précisant que des prospections sont en cours dans certains Etats membres afin d'évaluer si ces ressources sont suffisantes et économiquement récupérables afin de les exploiter de manière rentable. (Commission Européenne, 2014)

Pays	Position Etat Membre	Potentiel Ressource TRR (bcm) Gaz de roche-mère	2013				
			Generation electricité brute (Gas) TWh	Generation electricité brute (Charbon) TWh	Importation Gaz % en 2013	Generation electricité brute (nucléaire) TWh	Generation electricité brute (ER) TWh
Pologne	Exploration	350 à 5295	7,29	137,72	74,2	0	17,63
France	Interdiction <i>Fracking</i>	5097	20,05	21,94	97,4	423,69	101,68
Roumanie	Moratoire	1444	9,27	16,94	11,9	11,62	20,5
Danemark	Exploration	651	3,4	14,29	-23,3	0	15,99
Pays-Bas	Moratoire jusqu'en 2020	70 à 481	58,09	24,61	-86,8	2,89	12,21
Royaume-Uni	Exploration	566 à 736	96,78	130,77	50,1	70,61	56,57
Allemagne	Moratoire	226 à 481	79,55	282,63	87,2	97,29 Arrêt prévu en 2022	158,15
Bulgarie	Moratoire	481	2,34	19,39	93,2	14,17	7,64

⁵⁶ 92/43/CEE

⁵⁷ Directive 2012/18/EU

⁵⁸ COM/2014/0330 final

Suède	Exploration	1161	1,2	0,98	100	66,46 ProjeT de sortir	82,82
Espagne	Exploration	185 à 226	58,49	41,03	98,6	56,73 Sortie apres 40 ans vie activité	112,96
Lituanie	Exploration	113	2,22	0	115,5	0	2,07
Italie	Non prévu	4,5	112,26	45,11	88,1	0	113,91
EU-28			540,4	871,8	65,3	876,8	886

Tableau 2: Génération électricité par carburant en comparaison avec potentiel reserves

J'ai comparé dans le **tableau 2** pour les pays qui ont des ressources éventuelles de gaz de roche mère les différents types de carburant qu'ils utilisent pour la production d'électricité, ainsi que le pourcentage d'importation de gaz. On voit par exemple que la Pologne qui a une forte importation de gaz, une forte utilisation de charbon les gaz de roche -mère seraient intéressants pour diminuer la dépendance énergétique mais aussi réduire les GES. La France qui produit l'électricité majoritairement avec le nucléaire peut se permettre de refuser l'exploitation des gaz de roche-mère.

4.1.5 Compétitivité européenne

La révolution des gaz de roche-mère aux Etats-Unis a profondément changé le marché, alors que le marché du gaz conventionnel s'épuisait aux Etats-Unis, les gaz non conventionnels ont dynamisés et relancé le marché du gaz aux Etats-Unis. Alors que le gaz non conventionnel représentait 1% d'approvisionnement américain, il représente 20% en 2012 et la production est amenée à augmenter à 40-45% entre 2005 et 2050. (Uliasz-Misiak, et al., 2014)

L'exploitation de gaz de Roche mère pourrait concurrencer le gaz d'importation (Furfari, 2014) ou le gaz sibérien très cher de la péninsule de Yamal et en particulier le gaz russe de l'Arctique. Il permettrait ainsi de diversifier l'approvisionnement de l'UE en gaz répondant ainsi à une demande grandissante et de consolider ainsi la sécurité des approvisionnements énergétique de l'UE pour les prochaines décades et d'élargir la surcapacité globale de gaz. (Kuhn & Umbach, 2011)

Les gouvernements et les compagnies pétrolières investissent dans l'exploration, le Royaume-Uni a par exemple donné des subsides d'une valeur de 1,2 milliard par an pour l'exploration de carburants notamment pour celui du gaz non conventionnel, de 2009 à 2014 Total⁵⁹ a reçu 838 dollars. 407 millions de dollars ont été donnés à Statoil⁶⁰, 229 millions de dollars à Centrica⁶¹ et 72 millions de

⁵⁹ Compagnie dont le siège est en France

⁶⁰ Compagnie norvégienne

⁶¹ Compagnie du Royaume-Uni

dollars à Chevron⁶². Ces aides étatiques sont un soutien important pour les énergies fossiles et notamment en matière d'exploration. (Bast, et al., 2014)

L'exemple allemand avec la montée des prix en raison des énergies renouvelables a eu des conséquences sur la compétitivité des Industries qui ont vu leur cout de production augmenter avec cette augmentation du prix de l'électricité. (Prud'homme, 2014)

En 2009, une rupture du prix du gaz lié à celui du pétrole s'effectue avec l'arrivée sur le marché d'un gaz GNL moins cher, fournis par des contrats à courts termes dit spot qui donne un prix du gaz de référence plus bas négocié sur un marché virtuel que l'on appelle point d'échange ou hub⁶³, ce dernier est un véritable marché au gros du gaz, les plus importants sont le *National Balancing Point* (NBP) au Royaume-Uni et le *Title Transfer Facility* (TTF) aux Pays-Bas et comme référence pour l'Europe continentale et le Zeebrugge en Belgique (Tarifgaz.com, 2016). Un gaz moins cher déséquilibre ainsi le marché par opposition à du gaz naturel provenant de gazoducs comme celui de Russie dont le prix plus haut reste fixé au cours du pétrole et qui lie les partenaires par des contrats à long termes avec ce prix élevé fixe. (CIEP & Franza, 2014) Le graphique ci-dessous montre les prix que les pays de la région de la mer baltique ont payé à la Russie en 2013, les prix sont négociés selon le type de contrat et les relations avec la Russie et l'on voit que les prix peuvent varier fortement. L'Allemagne partenaire stratégique de la Russie paie son gaz russe moins cher que la Pologne qui a des relations plus tendues avec la Russie et qui va payer un prix fort. (Godzirmirski, et al., 2015)

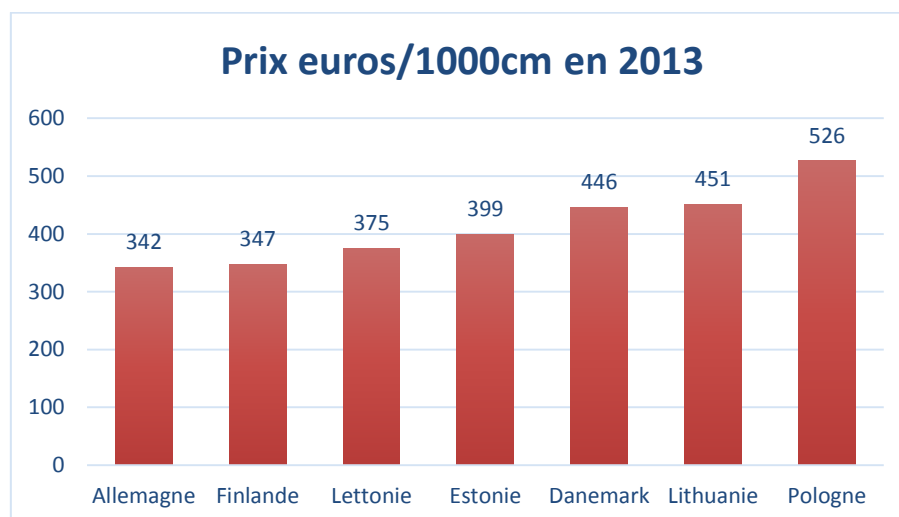


Figure 18 : Prix du gaz payé à la Russie par les pays de la région de la mer baltique en 2013.
Source : RFE/RL and Li Luo 2015 (Godzirmirski, Vilipišauskas, & Švedas, 2015)⁶⁴

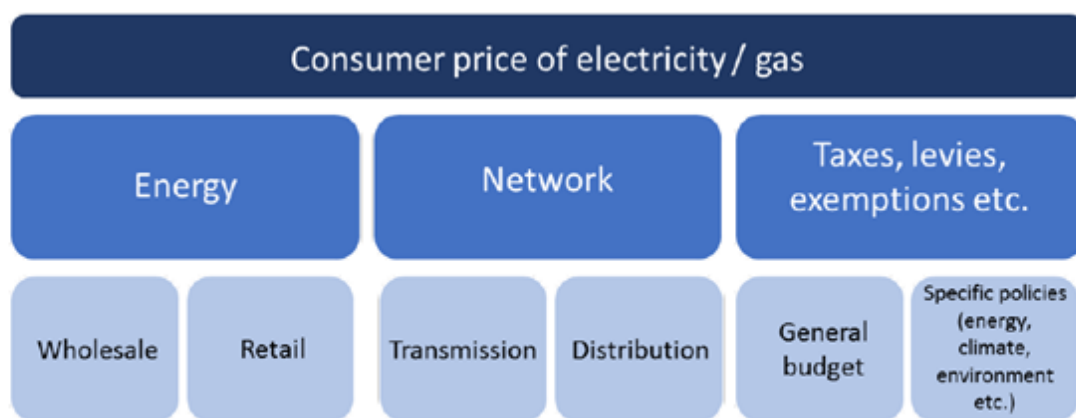
⁶² Compagnie américaine

⁶³ Les points d'échange de gaz (PEG) sont des échanges sur le marché de gros du gaz naturel qui ont lieu à des points virtuels du réseau de transport de gaz français appelés points d'échange de gaz (PEG) où s'y opèrent les échanges entre fournisseurs de gaz et l'approvisionnement en gaz des gestionnaires de réseaux de transport de gaz pour l'équilibrage des bilans journaliers. (Gazprom, 2014)

⁶⁴ Converti du Dollars à l'Euro 1\$ est égal à 0,90€.

La Pologne en 2016 va d'ailleurs refuser des contrats à long terme avec Gazprom et le contrat actuel est en vigueur jusqu'en 2022, permettant à la Pologne d'importer jusqu'à 10,2 milliards de mètres cubes de gaz par an, mais en 2015 la Pologne n'avait acquis seulement 8 milliards de mètres cubes, compensant le reste à la bourse allemande. (Dernières nouvelles de la Russie, 2016)

En 2013 un point de convergence s'effectue entre le prix *Title Transfer Facility* (TTF) que l'on trouve sur ces points d'échange et le prix moyen allemand d'importation (BAFA) ce qui montre que les prix standards du gaz naturel importés convergent progressivement vers ce prix plus intéressant du hub conséquence d'un long processus de renégociations des contrats qui ont été effectués quand les termes de ces contrats le permettaient même si la Russie, le Qatar et l'Algérie ont essayé de préserver la méthode de prix basé sur le prix du pétrole. (CIEP & Franza, 2014) Alors que l'entreprise norvégienne Statoil a accepté d'indexer ces prix dans ces contrats avec des compagnies telles que E.On et RWE (Allemagne), GDF (France), Gastera (Pays-Bas). En novembre 2013 elle affirme que la moitié de son exportation de gaz vers l'UE est fixé par la concurrence d'autres gaz meilleur marché et que tous ces contrats avec l'Allemagne, la Belgique, le Royaume-Uni et les Pays-Bas comportent au moins une semi indexation. Ces hubs permettent ainsi de stimuler l'offre et la demande et d'autres compagnies comme Gastera qui le mentionne dans son rapport annuel de 2011, les compagnies s'alignent désormais sur le marché européen sur les prix de ces points d'échange. (CIEP & Franza, 2014) Gazprom a introduit pour la première fois cet ajustement (indexation partielle) en 2010 avec la société allemande E.On et fut ensuite obligé par des panels arbitres d'étendre cette indexation à l'autre société allemande RWE. (CIEP & Franza, 2014) Les négociations et remises en question par l'arrivée d'un gaz moins cher, la remise en question des prix imposés par les contrats long termes ont permis d'ajuster plusieurs clauses à ce type de contrat toujours utilisés avec cependant des durées plus courtes (10-15 ans au lieu de 20-25 ans). Cela permet d'assurer de longs partenariats tout en adaptant les prix à l'évolution du marché. Dans ces négociations a été évoqué la possibilité d'une indexation du prix du gaz sur celui du charbon mais pour l'instant n'a pas abouti. (CIEP & Franza, 2014)



Source: COM(2014) 21 final - Energy prices and costs in Europe

Figure 19: Composants des prix de l'électricité et du gaz (Commission Européenne, 2015)

Une étude sur les gaz de roche-mère a établi plusieurs scénarios. La conclusion est que selon les scénarios, le prix du gaz pourrait chuter de 12% jusqu'en 2019 puis de 33% quand le gaz d'importation sera moindre. Le scénario le plus optimiste montre qu'il sera possible d'exporter du gaz représentant une augmentation de 1,5% son PIB. (WEC/RNC, 2013)

4.2. Quelles sont les faiblesses et les menaces que l'exploitation des gaz de roche-mère représente pour l'UE ?

4.2.1 Les Contraintes d'exploitation (densité, géologie...)

Baranzelli et al. dans une étude relèvent les principales contraintes permettant de mieux définir la faisabilité d'un projet d'exploitation de gaz de roche-mère, ces limites sont multiples, les zones naturelles protégées notamment par Natura 2000, les zones inondables, les zones urbaines, les réseaux routiers ou ferroviaires, les lignes de haute tension, les habitats aquatiques, les zones restreintes, les grottes, les zones conservées ou protégées, les bâtiments, l'accès à l'eau, aux accès routiers et au gazoduc. L'étude conclue que les besoins d'occupation des territoires dans la cadre d'une exploitation de gaz de Roche mère est importante et peut entrer en compétition avec des zones réservées à l'agriculture. Un tel projet nécessite la construction d'infrastructures adéquates (route, gazoduc, zones de service) mais qui peuvent produire certaines nuisances (bruit, dégradation de la qualité de l'air, vibrations du au trafic, impacts visuels, nuisances pour les habitats 'humains et écosystèmes puis environnementaux). (Baranzelli, et al., 2015)

L'exploitation de gaz de Roche mère est un processus lent. En effet l'exploitant peut mettre plusieurs années afin de déterminer quelle sera la meilleure façon d'exploiter le gisement (emplacement, directions, proportions...). (Commission Européenne, 2011) Il a fallu des années d'études géologiques aux Etats-Unis pour bien connaître les sols et permettre de développer des techniques d'exploitation de ces gaz de roche-mère. Les conditions géologiques de l'UE comparée aux Etats-Unis est plus contraignante, ainsi que sa forte densité. De plus l'Etat est propriétaire du sol contrairement aux Etats-Unis. (Furfari, 2014, p. 212) L'exploitation des gaz de roche-mère si elle commence ne commencera pas avant 2020 (Commission Européenne, 2012) et certainement plus tard vu la réticence de certains pays et la non progression de certaines explorations.

4.2.2 Impacts Environnementaux et sanitaires

L'exploitation des gaz de roche-mère pourrait représenter une menace sur les objectifs européens environnementaux déjà existants (Biodiversité, directive eau, « land use », qualité de l'air...). L'exploitation de gaz de roche-mère comme l'exploitation de gaz conventionnel est une activité minière avec de lourds impacts environnementaux. Des études qui ont calculé les émissions de GES tout au long du cycle de vie concluent que l'utilisation de gaz de roche-mère pour la production de chauffage aurait plus d'émissions que l'utilisation du gaz naturel conventionnel, du pétrole et du

charbon. (Howarth, et al., 2011) Cependant la majorité des études déduisent que les émissions de gaz de roche-mère sont moins importantes que celles du charbon mais plus importantes que le gaz conventionnel. (AEA, 2012)

Il existe un certain nombre d'exemples aux Etats-Unis témoignant de contamination des sols et de l'eau courante par le méthane ou des substances chimiques utilisées par cette activité, de pollutions de l'air et ayant causé des problèmes de santé aux populations avoisinantes. (Fleming, 2013)

Mais est ce que ces impacts peuvent être évités par une forte régulation et des mesures de sécurité ? Le Département de la Protection de l'environnement avait reporté, en 2008, 130 contaminations qui avaient été provoquées par des erreurs humaines lors des stockages des liquides de fracturation « déchets ». (Fleming, 2013)

Les impacts environnementaux mentionnés dans la littérature sont multiples, pollution de l'eau soit par le méthane ou par les produits chimiques utilisés dans les fluides de fracking, la pollution des sols et de l'atmosphère, des risques sismiques et des problèmes de santé. Certains experts évoquent l'effet cumulatif de risques environnementaux que l'exploitation des gaz de roche-mère peut engendrer. (Musialski & Nyssen, 2014) Le procédé de fracturation hydraulique nécessite beaucoup plus d'énergie que pour le gaz conventionnel. Selon l'exemple américain où cette technologie est utilisée depuis un certain nombre d'années, chaque site a ses spécificités. La complexité de l'exploitation sera différente pour chaque zone. Les sites de forages sont des zones industrielles lourdes avec différentes phases de production. Le nombre important de phases augmente les risques de fuites ou d'accident car il est parfois difficile de détecter les anomalies. "Plusieurs études ont ainsi relevé des fuites dans l'atmosphère. (Sovacool, 2014) Plusieurs accidents graves sont également survenus comme celui à *Clearfield County* en Pennsylvanie en 2010. Une explosion sur le site a provoqué un déversement du fluide de fracking soit 132489 litres dans la forêt de l'Etat. En Louisiane en 2009 à *Caddo Parish*, la fuite du fluide a provoqué la mort du troupeau de vaches qui pâturaient à proximité. Au Texas en 2009, un gazoduc a explosé et provoqué un séisme de magnitude 4 sur l'échelle de Richter et provoquant un fort incendie. (Sovacool, 2014) Mais ceux-ci sont arrivés à une époque où les exemples de bonne pratique étaient moins nombreux car la technologie était encore en développement et où la législation était peut-être plus laxiste, aujourd'hui les compagnies ont ainsi plus d'expériences et la législation européenne en matière de sécurité et d'environnement est très stricte. Mais L'exploitation de gaz de roche-mère comme toute activité industrielle aura un impact sur l'environnement et peut mener à une dégradation environnementale de l'eau, la biodiversité, l'air, les sols et la santé et le bien-être des populations. (Sovacool, 2014)

La technique de fracturation hydraulique utilisée pour extraire le gaz de roche-mère consiste comme décrit dans la partie 3.1.2 à pulvériser la roche en injectant un fluide, le plus souvent de l'eau mélangée

à du sable et des additifs chimiques destinés à garder la roche ouverte. Cette technique nécessite donc une quantité importante d'eau qui peut contribuer au tarissement des ressources en eau, de plus cette technique peut créer des problèmes de pollution des eaux de surface et souterraines, enfin une partie de l'eau ressort comme déchets en eaux usagées qu'il faudra traiter et ces reflux peuvent également causer des contaminations par des radiations causées par des particules de matières radioactives qui se trouvent naturellement dans la roche comme le radon. (Musialski & Nyssen, 2014)

Le besoin en eau important pour l'utilisation de la fracturation hydraulique rend donc le procédé plus difficile dans une zone où l'eau est plus rare et peut surtout aggraver ce stress hydrique. (Sovacool, 2014)

Plusieurs études ont été effectuées sur les impacts que peuvent avoir l'exploitation de gaz de roche-mère. Baranzelli et al ont étudié en Pologne selon les réglementations en vigueur si l'exploitation des gaz de Roche mère était possible. (Baranzelli, et al., 2015) Ils se sont appuyés sur d'autres études comme celle de Uliasz Misiak, 2014. Cette dernière étudie les impacts environnementaux que peut avoir une exploitation de gaz de roche-mère en Pologne. Le plus gros impact pour la Pologne serait celui sur les ressources en eau, en effet la méthode d'exploitation par fracture hydraulique est une méthode qui nécessite beaucoup d'eau et les ressources (en eau de surface et en eaux souterraines) de la Pologne sont en moyenne de 62 billion de m³, estimés pour année sèche à 40 billion de m³, et 90 milliards de m³ pour une année humide et les nappes phréatiques exploitables sont estimées à 1.7 million de m³ par an. Sur la période 1995-2006, en moyenne 10.9 à 12.1 milliards de m³ d'eau par année ont été utilisés, provenant à 83% d'eau de surface et 15% des nappes phréatiques. Cette eau a été utilisée à 70% pour l'industrie, 20 % d'utilisation municipale et 10% pour l'agriculture. Les ressources d'eau en Pologne sont donc limitées et l'utilisation d'eau pour l'exploitation de gaz de roche-mère peut donc engendrer un stress hydrique. Mais la réglementation (*Water Law act*) n'interdit pas l'utilisation d'eau douce se trouvant dans une zone avec peu de nappes phréatiques, hautement minéralisée et à 500 mètres de profondeur et cette pourrait être envisagée pour servir au fluide de la fracturation hydraulique. L'étude relativise tout de même quant à la consommation d'eau utilisée par rapport à l'énergie fournit et déduit que par rapport à d'autres types de production d'énergie l'exploitation de gaz de roche-mère est plus efficiente par rapport à la quantité d'énergie que fournira ce gaz. (Uliasz-Misiak, et al., 2014)

Le Ministère de l'Environnement polonais a étudié l'impact de la fracturation hydraulique sur la qualité de l'eau, et son étude conclue que la qualité de l'eau reste la même. (Uliasz-Misiak, et al., 2014). 32% du territoire polonais est protégé par différents programmes de protection de l'environnement comme Natura 2000, parcs naturels, réserves naturelles ou protection des paysages. (Uliasz-Misiak, et al., 2014) Des gisements potentiels de gaz de roche-mère se situent donc sur certaines de ces zones protégées, 51 licences en Pologne entre 2007 et 2010 ont été ainsi concernées et

interdites en raison de ces zones protégées où toutes activités minières sont en conséquence interdites. (Uliasz-Misiak, et al., 2014)

La pollution de l'air est une autre préoccupation quant aux conséquences sur l'environnement de l'exploitation du gaz de roche-mère. Les puits dépendent souvent de pompes diesel pour injecter et diriger l'eau, ce qui provoque des émissions associées au forage et engendrer de forts taux d'hydrocarbures volatiles tels que le benzène, le toluène, ou le formaldéhyde, de l'ozone troposphérique, et d'autres particules polluantes. Le développement des gaz de roche-mère nécessite de nombreux aller-retour de camions pour transporter l'eau des infrastructures vers le puits et inversement ce qui provoque un Trafic qui aura un impact sur la qualité de l'air. Certains sites américains comme celui de Barnett en raison de la concentration de benzène ont dépassé le niveau de toxicité standard et pose un problème sanitaire avec un risque de cancer élevé. (Sovacool, 2014)

Un autre risque envisagé est l'utilisation de produits chimiques pour l'exploitation de gaz de roche-mère. (Cournil, 2013)

En 2011 deux séismes mineurs ont été ressentis au Royaume-Uni mais il a été prouvé que la fracturation hydraulique en a été la cause (Musialski & Nyssen, 2014) mais ceci n'est pas propre à l'exploitation des gaz de roche-mère car l'exploitation de gaz conventionnel peut également causer des événements sismiques c'est le cas par exemple aux Pays-Bas. Les Pays-Bas, principal producteur dans les pays de l'UE qui produit du gaz naturel européen pour sa propre consommation et l'exporte au 2/3 à d'autres pays européens comme la France, l'Allemagne, la Belgique et le Luxembourg a enregistré un certain nombre de séismes ces dernières années. (Holz, et al., 2015) C'est pourquoi le pays a dû cependant restreindre sa production en raison de ces secousses sismiques.

Le rapport du MEP Sonik souligne qu'il n'existe pas de source officielle ni scientifique dans le monde qui ont démontré l'existence d'un lien systématique entre l'extraction de gaz de schiste et de schiste bitumineux, d'une part, et la santé humaine ou animale, d'autre part, ou qui a prouvé de cas où la fracturation hydraulique aurait entraîné une contamination de l'eau potable même si les activités humaines ne sont pas sans risques et impacts. (Parlement Européen, 2012)

4.2.3 Perception négative population

La question des gaz de roche-mère a été très médiatisée surtout avec le documentaire de Josh Fox, *Gasland*, réalisé en 2010 (Cournil, 2013) puis une deuxième partie en 2013. Ces films montrent les effets néfastes que peut avoir l'exploitation des gaz de roche-mère et notamment la contamination de l'eau potable. Le film est très orienté contre l'industrie et a renforcé une forte opposition de l'opinion publique.

Il existe une forte contestation des ONG comme Greenpeace, les Amis de la Terre qui mobilisent la population à agir en conséquence et transmettre ainsi un avis négatif sur l'exploitation des gaz de roche-mère. 50000 signatures sont récoltées via Internet, influencés par des extraits du film Gasland.

En France une mobilisation très forte s'est faite à lors des premières autorisations de permis d'exploration pour les gaz de roche-mère. (Cournil, 2013)

La Commission Européenne s'est donc intéressée à l'opinion des citoyens et la Direction Générale Environnement demande ainsi une enquête « Flash eurobaromètre »⁶⁵ afin de déterminer la perception de la population sur l'autorisation de projets en cours ou autorisés d'exploitation de gaz de roche-mère. Celle-ci a été réalisée auprès de 6017 citoyens dont au moins cinq cent personnes de chaque région étudiée (Danemark, Pays-Bas, Royaume-Uni, Pologne, Roumanie, Espagne). Il en ressort qu'une minorité des personnes interrogées pensent que de tels projets peuvent apporter de nouveaux emplois, une source domestique d'énergie et des revenus pour la région ; La majorité des citoyens des six régions désapprouvent le fait que ces projets apportent de nouvelles opportunités. En revanche la moitié reconnaissent que ces projets apportent des défis à leur région, ceux mentionnés sont en priorité les pollutions de l'eau et de l'air mais aussi la concurrence et les impacts négatifs sur d'autres secteurs économiques comme le Tourisme ou l'Agriculture puis les risques pour la santé. (Commission Européenne, 2015) Ces résultats montrent ainsi que l'opinion sur les gaz de roche-mère est assez mitigée et qu'une partie importante de la population est préoccupée par les impacts négatifs de tels projets et ne voit pas ce qu'ils peuvent apporter à la communauté locale.

Une consultation publique sur l'exploitation des gaz de roche-mère en Europe avait été également réalisée par la Commission Européenne entre décembre 2012 et mars 2013. 22 875 participants avaient répondu dont 753 au nom d'un organisme (dont 33% de compagnies et 32% d'Organisation non gouvernementale (ONG)). (Commission Européenne, 2013) Là encore les résultats sont très partagés. 37,5% pensent qu'il ne faut pas du tout exploiter de telles ressources alors que 28,9% pensent qu'il faut le développer en Europe et 28,9% plus prudents pensent que l'exploitation de gaz de roche-mère doit se faire mais sous des conditions particulières afin de préserver l'environnement et la santé des citoyens.

Le bruit provenant du forage et du passage des véhicules est une autre nuisance souvent évoquée dans la littérature. (Uliasz-Misiak, et al., 2014)

L'exploitation de roche-mère entraîne un va et vient des camions citernes transportant l'eau non polluée vers les puits et l'eau usagée vers les infrastructures qui permettent le traitement de cette eau considérée comme déchet ce qui crée des nuisances sonores et une importante pollution de l'air (émissions de particules, odeurs nauséabondes). (Musialski & Nyssen, 2014)

⁶⁵ Une unité « baromètre » de la Commission est chargée de faire ce type de sondages

Certaines zones contiennent également des particules radioactives naturelles comme le Radon qui pourrait contaminer l'eau. Par exemple le département de la conservation de l'environnement de New York a prélevé des échantillons des eaux usées du site d'exploitation de gaz de roche-mère « Marcellus » qui contiennent des niveaux de radium-226 267 fois plus élevés que le niveau acceptable et mille fois plus élevé que le niveau autorisé pour l'eau potable. D'autres études relèvent également le fort taux de salinité, d'éléments toxiques tels que le baryum et le fort niveau de radioactivité (Sovacool, 2014) En Suède l'uranium contenu dans les roches est supérieur à 88ppm ce qui signifie que l'exploitation de gaz de roche-mère nécessiterait un permis spécial établi par l'Autorité suédoise de sûreté radiologique (*Swedish Radiation Safety Authority*). De plus les risques ne sont pas seulement par la contamination de ces roches et déchets dans les eaux usées mais les éléments radioactifs peuvent persister dans les infrastructures et dans le gaz et contaminer ainsi tout le site et par extension les populations et avoir des conséquences sur la santé de ces populations (risques de cancer des poumons...) Le Radon est par exemple la deuxième cause de cancer du poumon au Royaume-Uni derrière la cigarette. (Sovacool, 2014)

4.2.4 S'éloigne objectifs climatiques

Les investissements pour les gaz de roche-mère et autres hydrocarbures non conventionnels peuvent empêcher d'autres investissements sur les énergies renouvelables et les profits vont donc à d'autres projets de combustibles fossiles le plus souvent non conventionnels car plus rentables que les énergies renouvelables. Klare dans un article pense que nous entrons dans une « troisième grande ère carbonique » : celle de « l'âge du pétrole et du gaz non conventionnels » ce qui est tout à fait l'encontre des objectifs de décarbonisation et de l'abandon progressif des énergies fossiles au profit des énergies renouvelables. Pour lui, bien que les énergies renouvelables vont continuer à se développer, elles ne joueront qu'un rôle subalterne dans un monde dépendant aux gaz et pétroles non conventionnels. Les émissions de gaz à effet de serre continueront ainsi à augmenter contrairement aux objectifs de réduction décidés. (Klare, 2014) C'est une vision mondiale qu'il donne. L'Europe va-elle donc suivre cette tendance mondiale, si elle est exacte, ou continuer vers ses objectifs de réduction de 80 à 95% de ses GES par rapport à 1990 et de développement des énergies renouvelables qui devraient remplacer les énergies fossiles progressivement jusqu'en 2050. (Commission Européenne, 2011) Mais en faisant cela elle risque d'autres enjeux comme sa compétitivité sur le plan mondial car ces énergies vertes coûtent cher. En 2013 1MWh produit est de 60€ pour l'hydraulique, 82€ pour l'éolien terrestre, 200€ pour la géothermie et 260 à 425 € pour le photovoltaïque alors le prix est normalement de 50 euros. Le surcoût est ainsi estimé par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) à plus de 3 milliards d'euros en 2013. (Institut Thomas More, 2012) (Annexe XIII)

En septembre 2009 les chefs d'Etats du G20 dont la France, l'Allemagne, l'Italie et le Royaume-Uni

ainsi que l'Union européenne, se sont engagés à éliminer les subsides aux énergies fossiles afin de développer des énergies plus propres et efficaces et de confirmer leurs engagements en faveur de la protection de l'environnement et de la lutte contre le changement climatique. (Bast, et al., 2014)

En Juin 2014 lors du Conseil des ministres à Bruxelles, les pays du G7⁶⁶ confirment cet engagement d'éliminer les subsides pour les énergies fossiles mais en 2014 les pays qui s'étaient engagés en 2009 n'ont pas mis en application cet engagement. (Bast, et al., 2014)

Comme le souligne le Membre du Parlement dans un document de travail l'impact des émissions de méthane et que le PRG (potentiel de réchauffement global) du gaz de roche-mère n'a pas été évalué; et une augmentation accrue d'une telle ressource dans le monde pourrait entraver la réalisation du septième objectif du Millénaire pour le développement (OMD) et que l'utilisation du gaz de roche-mère et d'autres combustibles fossiles doit être conforme à l'article 2 de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), qui demande de "stabiliser [...] les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère et toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique", il faut donc s'assurer qu'un engagement substantiel en faveur d'infrastructures d'utilisation de combustibles fossiles tels que le gaz de schiste n'empêche pas la réalisation de cet objectif international; (Parlement Européen, 2012)

Mais les émissions actuelles de l'UE ne représentent que 11% des émissions mondiales même si elle avait été responsable à 25% des émissions historiques lors de son développement, sa part des émissions mondiales diminue et sont estimées à 8% en 2030 et 6% en 2010. (Pellerin-Carlin & Vinois, 2015)

Les études sont d'accord pour dire que si l'on remplace le gaz par le charbon les émissions de CO₂ vont se réduire significativement, mais de par son processus qui comporte de nombreuses étapes, des fuites de gaz s'effectuent tout au long de l'exploitation du gaz qui est composé en majorité de méthane et augmentera ainsi le taux de méthane dans l'air. (de Melo-Martín, et al., 2014) Les émissions de méthane proviennent en majorité de la production, la distribution et la combustion d'énergies fossiles ce qui représente 33% des émissions humaines de méthane. (Votreimpact.org, s.d.) Celui-ci est un gaz à effet de serre dont la demi-vie est moins importante que le CO₂, en effet elle n'est que de 12 ans alors qu'elle est de 100 ans pour le CO₂. Mais le méthane est 100 fois plus puissant que le CO₂ en matière d'effet de serre. (de Melo-Martín, et al., 2014) Alors que les efforts se sont concentrés sur les émissions de CO₂ en raison de l'accumulation dans l'atmosphère les effets du méthane ont très peu été envisagés. (de Melo-Martín, et al., 2014) Certaines études ont tout de même traité la question sur une plus longue période et concluent que l'utilisation du gaz serait pire que celui du charbon. Notamment les études de Howarth et al. Dans une première étude en 2011, ils avaient étudié l'empreinte du gaz de roche-mère utilisé pour l'électricité et le chauffage et avaient comparé ces résultats avec ceux de l'agence de

⁶⁶ États-Unis, Japon, Allemagne, France, Royaume-Uni, Italie et Canada,

protection de l'environnement américaine (EPA) dont ils concluent que les résultats donnent des chiffres trop bas et sous estiment les impacts. Il estime que 3,6 à 7,9% du gaz de roche -mère produit s'échappe à l'extrémité des puits, fuites des équipements et ventilations. En 2012 ils répondent à une autre étude de Cathles et al. qui avaient critiqué leurs résultats de 2011 et confirment leurs conclusions à savoir que l'empreinte en gaz à effets de serre des gaz de roche-mère est plus importante que celle du gaz conventionnel, du charbon et du pétrole. Ils mentionnent cependant que les émissions fugitives et fuites peuvent cependant être diminuées avec comme le mentionnait l'EPA une réglementation plus stricte. (Howarth, et al., 2012) Inversement l'étude de Wang et al. conclue qu'à long terme les émissions de gaz à effet de serre du gaz de roche-mère sont plus basses que celles du charbon. (Wang, et al., 2011) (voir Annexe XIII)

Alors que d'autres études confirment que le gaz pourrait être le carburant nécessaire à la transition comme le mentionne de Melo-Martín, et al. en mettant en évidence l'étude Hulthman, Jiang et Cathles. (de Melo-Martín, et al., 2014)

Les énergies renouvelables comportent un problème de synchronisation de l'offre avec la demande car elles produisent trop ou trop peu et ce qui peut engendrer des pannes quand la demande est forte et que les centrales traditionnelles tournent au maximum. Les centrales à gaz dans le mix énergétique peuvent palier à ce phénomène des énergies renouvelables. (Prud'homme, 2014)

4.2.5 Des instabilités politiques, objectifs UE

Les principaux producteurs de grandes réserves de pétrole ou de gaz qui avaient pour l'instant un certain monopole comme la Russie se voient donc concurrencer par ces nouvelles sources d'hydrocarbures non conventionnels et voient ainsi leur part de marché diminuer. La baisse des prix engendre également de graves crises politiques et sociales quand les prix sont trop bas. (Bentham, 2015)

4.3. Synthèse SWOT

Cette étude a fait ressortir un certain nombre d'influences que l'on peut illustrer dans une modélisation de Dynamique des systèmes comme on peut le voir sur le schéma 2. Les boucles de rétroactions positives représentent les forces et les opportunités de notre analyse SWOT résumé dans le tableau 1. Ces boucles positives peuvent mener à une croissance, sur ces boucles reposent la dynamique du changement et peuvent amplifier la transformation en cours et s'étendre mais parfois jusqu'à l'explosion du système.

Inversement les boucles de rétroaction négatives sur lesquels reposent l'équilibre et la stabilité. Elle agit dans le sens opposé de l'écart à l'équilibre et stabilise le système mais peuvent le fragiliser et le mener à la faillite.

Plusieurs boucles négatives ressortent de ce schéma.

Tout d'abord l'UE a beaucoup de contraintes, géologiques, de densité, et une législation contraignante qui peut rebuter les investisseurs. La technologie est peu développée en Europe et le peu d'investisseurs et la faible accessibilité sociale empêche les progrès technologiques et les meilleures connaissances.

L'exploitation est un frein à l'environnement de par les différents impacts environnementaux mais aussi par les émissions de méthane : Investir dans le gaz de roche-mère empêche d'investir dans des énergies renouvelables. On s'éloigne ainsi des objectifs européens de s'affranchir des énergies carbonées et tombe dans une géopolitique des abondances de GES. De plus on ne connaît pas les effets pervers que peut engendrer l'utilisation des gaz de roche-mère. Comme par exemple la baisse du prix du charbon qui peut provoquer une augmentation de sa consommation.

L'indépendance énergétique peut également créer une instabilité politique de certains fournisseurs et créer des conflits ou des instabilités.

La baisse des prix du gaz peut redynamiser l'économie mais peut également conduire à la faillite d'exploitants de gaz.

Puis on observe également des boucles de rétroactions positives.

Inversement le gaz de roche peut être un instrument de la transition énergétique surtout avec la baisse du nucléaire.

En exploitant l'UE peut améliorer la technologie et apprendre de ses expériences, (boucle vertueuse) augmenter l'accessibilité des réserves et d'améliorer la connaissance de celles-ci.

L'exploitation peut dynamiser l'économie locale et ainsi augmenter l'acceptabilité de la population.

Enfin l'exploitation des gaz de roche-mère peut apporter sécurité des approvisionnements, améliorer la compétitivité européenne par des prix attractifs du gaz.

	FAVORABLE	DEFAVORABLE
ORGANISATION UE (Origine Interne)	FORCES • Transition énergétique (décarbonisation tout en compensant besoins énergétiques UE) • Législation en place forte pour combiner projets et acquis communautaires • Apprends e ses expériences • Réserves abondantes • Exploitation domestique • Dynamise Economie locale (industries combinées) • Création d'emplois hautement qualifiés	FAIBLESSES • Législation trop contraignante peut rebuter compagnies • Pas d'uniformité au niveau de l'UE, chaque Etats membres décide de sa politique énergétique • Technologie peu développée en Europe • Méconnaissance des réserves exactes et potentiel réel • Demande de lourds investissements • Contraintes (densité, géologie) • Perception négative de la population
ENVIRONNEMENT (Origine externe)	OPPORTUNITES • Sécurité d'approvisionnement • Amélioration techniques extraction • Compétitivité Européenne • Prix gaz attractifs	MENACES • Géopolitique abondance GES • Perte rentabilité des exploitations • Problèmes environnementaux et sanitaires • Effets pervers inconnus (charbon encore moins cher, s'éloigne des objectifs contre le changement climatique) • Déséquilibre Géopolitique de l'énergie et risques instabilité

Schéma 1: Matrice SWOT. Source : auteur

CHAPITRE 5 : CONCLUSION

La question de l'exploitation du gaz de roche-mère sur le territoire de l'Union européenne est une question qui pose débat. De nombreux acteurs s'y intéressent et de nombreux rapports et études ont été effectués afin de répondre aux questions que pose ce débat. Il faut donc être prudent dans le traitement de ces informations et comprendre les véritables enjeux qui se jouent et qui vont construire le modèle énergétique mais aussi économique et environnemental de l'Union européenne à long terme du moins essayer de l'envisager jusqu'en 2050 même s'il existe beaucoup d'incertitudes. De nouveaux éléments peuvent venir perturber ces estimations, ces stratégies et les modifier.

Le modèle américain et sa révolution des gaz de roche-mère a changé la géopolitique mondiale de l'énergie et à montrer quelles perspectives cette source d'énergie pouvait apporter. Cet eldorado est une option qu'il faut entièrement analyser avant de la rejeter totalement ou de l'envisager. L'Union européenne a une économie basée sur l'énergie, nécessaire à son développement, et au bien-être de ses populations. Mais l'UE ne produisant que peu d'énergie doit faire face à un certain nombre de challenge économiques, environnementaux, climatiques et sociaux.

L'UE a élaboré plusieurs stratégies à l'horizon 2050 afin de structurer un cadre durable pour se développer et atteindre ces objectifs. La question de l'exploitation des gaz de roche-mère se pose alors pour faire face à ces défis. La première incertitude concerne tout d'abord les gisements et le potentiel réel de l'Europe sur ces gaz de roche-mère. En effet, la connaissance réelle du terrain en raison du faible nombre d'exploitation ne permet pas à l'heure actuelle de déterminer quelles sont les capacités réelles de ces gaz de roche-mère, seules quelques études aux résultats très différents permettent de percevoir ce potentiel mais qui ne sont pas basées sur des explorations.

Il serait donc intéressant de continuer ces explorations du sol afin de réellement connaître ce potentiel pour le gaz de roche-mère mais également pour d'autres hydrocarbures non conventionnels (gaz et pétrole). Ceci est très coûteux mais les bénéfices dans la compétitivité européenne pourraient être importants. Les enjeux du gaz de roche-mère pourrait en effet permettre d'avoir des prix du gaz plus bas comparés à ceux de l'importation ce qui permettrait de développer une économie plus compétitive, les industries à fortes énergies ayant ainsi des coûts de production moins élevés. Inversement des prix trop bas pourraient engendrer la faillite de certaines de ces exploitations qui nécessitent de gros investissements les premières années et un prix trop bas de vente du gaz ne permettrait pas la rentabilité de celles-ci.

L'Union européenne en produisant une partie de son gaz bien que très au-dessous de sa consommation pourrait ainsi diminuer sa dépendance vis-à-vis de certains fournisseurs comme la Russie et ainsi négocier des tarifs plus bas. A l'exemple des Etats-Unis qui ont remplacé le charbon par le gaz notamment dans la production d'électricité a ainsi diminué de moitié ses émissions de CO₂. L'Union Européenne, si elle remplaçait sa consommation de charbon par du gaz, réduirait de manière significative ses émissions de CO₂. Mais ceci pourrait aussi entraîner une forte augmentation de ses émissions de méthane (autre gaz à effet de serre dont la demi vie est beaucoup plus réduite que celle du CO₂) ce qui semblerait donc avoir un impact sur du long terme moins important. Mais certaines études laissent penser qu'un fort taux d'émission de méthane pourrait aussi avoir un impact significatif dans le changement climatique.

Il faudrait donc envisager d'autres études à ce sujet. Les gaz de roche-mère pourrait donc être la solution à la décarbonisation envisagée de l'Europe mais certaines études et ONG pensent que continuer dans la voie de l'exploitation des hydrocarbures même si ceux-ci comme le gaz semblent plus propres, empêcherait le développement des énergies renouvelables et les objectifs fixés par l'UE.

Il faut considérer également que par rapport à la consommation énergétique de l'UE, la lente évolution des énergies renouvelables ne permette pas d'envisager de remplacer la part du nucléaire qui diminue dans le bouquet énergétique de l'UE. Il est donc difficile de s'affranchir totalement des énergies fossiles et le gaz pourrait donc être la solution à envisager pour permettre à l'Union européenne de continuer à se développer économiquement et rester compétitive dans sa transition énergétique.

Enfin, l'impact environnemental, notamment des techniques d'exploitation, est important mais l'Union européenne dispose d'un très large et contraignant dispositif législatif en matière d'environnement et de telles exploitations doivent se faire avec une étude d'incidence et donc une analyse des impacts environnementaux. De plus, les technologies progressent et beaucoup d'innovations et de recherches sont effectuées et peuvent dans le futur permettre une exploitation avec des impacts moindre. L'exploitation du gaz naturel ou du pétrole conventionnels ont également des impacts importants. Les Etats-Unis ont pu développer leur activité de gaz de roche-mère après des années d'exploration et de développement des technologies.

On peut donc imaginer que si l'UE en fait autant, elle apprendra de son expérience et pourra développer encore ces technologies. Il faut aussi mentionner la relance économique que peut engendrer de tels projets et les emplois créés. Même si le prix du gaz ne baissera pas autant qu'aux Etats-Unis, il peut concurrencer les prix à l'importation, et provoquer une baisse des prix au bénéfice des industries énergivores (chimie...) qui pourront ainsi en diminuant le coût énergétique être plus

compétitives à l'international. Le développement de telles productions peut relancer l'activité minière ou d'autres industries et avoir des bénéfices directs et indirects.

La question de l'exploitation des gaz de roche-mère comporte donc encore beaucoup d'incertitudes auxquelles il faudrait répondre notamment en continuant la recherche et développant des techniques avec moins d'impacts, ainsi que les explorations. Il est important d'avoir ainsi une meilleure connaissance des sols européens et de leur potentiel tout en respectant la législation européenne en matière d'environnement. L'horizon 2050 est encore loin et de nombreux facteurs peuvent encore intervenir et changer les stratégies et les priorités politiques.

La question des emplois et des industries et économies liés de manière indirecte à l'exploitation des gaz de roche-mère n'a pas été traité dans ce mémoire mais il serait intéressant de l'étudier plus en profondeur notamment avec un cas concret comme par exemple pour les matières premières et la fabrication des matériaux et de l'acier.

ANNEXES

Annexe I : Consommation domestique d'énergie brute totale dans l'Union Européenne entre 2004 et 2013 (mtep) (Eurostat, 2015)	82
Annexe II : Génération d'électricité brute UE-28. Source : Eurostat mai 2015. (Commission Européenne, 2015)	83
Annexe III : Dépendance Energétique – Gaz Naturel de 2004 à 2013 (%). Source : (Eurostat, 2015)	84
Annexe IV : Principale Origine des importations de 2004 à 2013 (% des extra importations EU-28). Source : (Eurostat, 2015)	85
Annexe V : Dépendance au gaz russe (Boersma, 2015)	86
Annexe VI : Infrastructure de gaz, et stockage de GNL pour l'UE. (Tagliapietra & Zachmann, 2016)	87
Annexe VII Les objectifs EU 2020 ER Source : Eurostat mai 2015 (Commission Européenne, 2015)	88
Annexe VIII : Les objectifs EU 2020 Emissions GES par rapport à 1990. Source : Eurostat juin 2015 (Commission Européenne, 2015)	90
Annexe IX : Différentes étapes du processus de fracturation hydraulique (AEA, 2012)	92
Annexe X : Gisements Potentiels (Commission Européenne, 2015)	93
Annexe XI : Estimations es gisements et zones Natura 2000 4Commission Européenne, 2014)	95
Annexe XII : Echelle des Temps Géologiques. Source: A Foucault et JF Raoult 1995	96
Annexe XIII : Comparaison des Emission Gaz à effet de serre du charbon et du gaz.	97
Annexe XIV: Prix de l'électricité et du gaz du semestre 2 des années 2012, 2013 et 2014 pour l'EU-28. Source : (Eurostat, 2015)	99

Annexe I : Consommation domestique d'énergie brute totale dans l'Union Européenne entre 2004 et 2013 (mtep) (Eurostat, 2015)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
EU-28	1 818.2	1 824.7	1 832.2	1 804.5	1 799.4	1 696.1	1 760.6	1 698.1	1 686.1	1 666.3
EA-19	1 283.3	1 287.4	1 290.6	1 272.2	1 272.3	1 201.4	1 244.2	1 198.4	1 189.4	1 178.0
Belgium	59.3	59.0	58.0	56.9	59.3	57.0	61.3	57.8	54.8	56.7
Bulgaria	18.9	19.8	20.4	20.0	19.9	17.5	17.8	19.1	18.2	16.8
Czech Republic	45.6	45.1	46.3	46.3	45.3	42.5	44.7	43.0	42.8	42.2
Denmark	20.2	19.6	21.0	20.5	19.7	18.9	20.0	18.6	18.0	18.1
Germany	344.0	341.9	351.7	333.8	337.8	317.2	333.0	316.7	318.6	324.3
Estonia	5.7	5.6	5.5	6.1	5.9	5.4	6.2	6.2	6.1	6.7
Ireland	15.1	15.3	15.6	15.9	15.7	14.9	15.2	13.9	13.8	13.7
Greece	30.8	31.4	31.6	31.5	31.8	30.5	28.7	27.8	27.7	24.4
Spain	141.2	144.2	144.4	146.3	141.8	130.5	130.0	128.3	127.8	118.8
France	275.5	276.7	273.0	270.2	271.7	259.7	267.6	258.0	258.3	259.3
Croatia	8.8	8.9	8.9	9.3	9.1	8.7	8.6	8.5	8.1	7.8
Italy	185.1	187.5	185.3	183.4	180.6	168.9	174.8	172.0	166.3	160.0
Cyprus	2.5	2.5	2.6	2.8	2.9	2.8	2.7	2.7	2.5	2.2
Latvia	4.5	4.6	4.8	4.9	4.7	4.5	4.6	4.4	4.5	4.5
Lithuania	9.2	8.7	8.5	9.3	9.3	8.5	6.8	7.0	7.1	6.7
Luxembourg	4.7	4.8	4.7	4.6	4.6	4.4	4.6	4.6	4.5	4.3
Hungary	26.2	27.6	27.5	26.8	26.6	25.2	25.8	25.1	23.6	22.7
Malta	0.9	1.0	0.9	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	1.0	0.8
Netherlands	81.6	81.5	79.5	82.7	83.5	81.0	86.6	80.2	81.8	81.2
Austria	33.3	34.4	34.5	34.0	34.3	32.5	34.6	33.6	33.7	33.8
Poland	91.3	92.2	96.9	96.8	97.9	94.5	100.7	101.0	97.8	98.2
Portugal	26.8	27.5	26.2	26.2	25.4	25.1	24.3	23.6	22.5	22.6
Romania	39.5	39.2	40.6	40.4	40.3	35.6	35.8	36.6	35.4	32.3
Slovenia	7.2	7.3	7.3	7.3	7.8	7.1	7.2	7.3	7.0	6.9
Slovakia	18.5	19.0	18.9	17.9	18.3	16.8	17.9	17.4	16.7	17.3
Finland	37.3	34.5	37.6	37.3	35.9	33.9	37.1	35.8	34.7	33.9
Sweden	51.9	51.0	49.6	49.6	49.3	45.5	50.8	49.7	49.8	49.1
United Kingdom	232.5	234.0	230.5	222.5	219.1	206.4	212.2	198.1	203.0	201.1

Annexe II : Génération d'électricité brute UE-28. Source : Eurostat mai 2015. (Commission Européenne, 2015)

	2013						
TWh	Gross Electricity Generation	Solid Fuels	Nuclear	Renewables	Gases	Petroleum and Products	Wastes non-RES
EU-28	3.261.5	871.8	876.8	886.0	540.4	61.3	20.7
Share (%)	100.0 %	26.7 %	26.9 %	27.2 %	16.6 %	1.9 %	0.6 %
BE	83.46	3.01	42.64	12.91	23.07	0.16	1.36
BG	43.78	19.39	14.17	7.64	2.34	0.23	0.00
CZ	87.07	41.71	30.75	10.21	4.29	0.05	0.06
DK	34.75	14.29	0.00	15.99	3.40	0.35	0.72
DE	633.16	282.63	97.29	158.15	79.55	7.20	6.58
EE	13.28	11.49	0.00	1.22	0.37	0.13	0.06
IE	26.12	7.24	0.00	5.95	12.67	0.20	0.06
EL	57.15	26.41	0.00	14.39	10.86	5.41	0.09
ES	283.57	41.03	56.73	112.96	58.49	13.76	0.60
FR	572.52	21.94	423.69	101.68	20.05	2.49	1.99
HR	13.43	2.42	0.00	8.76	2.02	0.23	0.00
IT	289.81	45.11	0.00	113.91	112.26	15.48	2.29
CY	4.29	0.00	0.00	0.33	0.00	3.96	0.00
LV	6.21	0.00	0.00	3.53	2.67	0.00	0.00
LT	4.76	0.00	0.00	2.07	2.22	0.21	0.03
LU	2.89	0.00	0.00	1.41	1.42	0.00	0.06
HU	30.27	6.30	15.37	2.79	5.62	0.06	0.10
MT	2.25	0.00	0.00	0.04	0.00	2.22	0.00
NL	100.88	24.61	2.89	12.21	58.09	1.25	1.70
AT	68.30	4.20	0.00	54.11	8.55	0.69	0.73
PL	164.56	137.72	0.00	17.63	7.29	1.78	0.03
PT	51.67	11.84	0.00	30.61	7.23	1.70	0.30
RO	58.89	16.94	11.62	20.50	9.27	0.56	0.00
SI	16.09	4.88	5.30	5.39	0.51	0.01	0.01
SK	28.83	3.07	15.72	6.67	2.85	0.43	0.02
FI	71.25	13.86	23.61	25.61	7.30	0.23	0.34
SE	153.17	0.98	66.46	82.82	1.20	0.41	1.29
UK	359.15	130.77	70.61	56.57	96.78	2.14	2.30

Annexe III : Dépendance Énergétique – Gaz Naturel de 2004 à 2013 (%). Source : (Eurostat, 2015)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
EU-28	53.6	57.1	60.3	59.5	61.7	63.4	62.1	67.1	65.8	65.3
EA-19	69.6	72.2	74.6	71.9	73.0	74.0	70.8	74.9	72.3	70.3
Belgium	99.9	100.6	100.2	99.8	100.4	99.0	98.8	100.6	98.6	100.5
Bulgaria	95.8	87.7	89.9	91.5	96.2	98.6	92.6	86.1	83.3	93.2
Czech Republic	91.1	97.8	104.4	93.4	98.7	104.0	84.8	110.2	89.0	100.2
Denmark	-79.4	-113.5	-103.1	-99.4	-120.7	-91.6	-68.1	-54.8	-52.9	-23.1
Germany	83.7	79.6	82.0	77.7	82.2	85.8	81.2	86.8	85.7	87.2
Estonia	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Ireland	81.2	86.7	91.5	91.5	93.0	94.5	95.7	96.1	95.6	95.9
Greece	97.5	99.1	99.1	99.1	100.0	99.7	99.9	100.0	100.3	100.0
Spain	97.6	101.2	101.2	99.0	100.8	98.8	99.3	101.6	98.2	98.6
France	96.3	99.3	99.6	96.5	97.8	100.9	93.0	103.3	96.6	97.4
Croatia	23.5	23.7	8.0	9.2	16.6	8.1	18.1	19.5	37.1	31.8
Italy	83.8	84.7	91.2	87.0	90.3	88.6	90.5	90.2	90.2	88.1
Cyprus (¹)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Latvia	130.5	105.6	108.8	96.8	82.2	114.1	61.8	109.4	113.8	115.6
Lithuania	99.8	100.7	101.0	102.9	96.3	100.4	99.7	100.3	100.1	100.0
Luxembourg	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	99.9	99.7	99.6
Hungary	79.2	81.1	82.2	79.9	88.1	85.6	78.7	65.6	72.9	72.1
Malta (¹)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Netherlands	-67.6	-59.3	-61.6	-63.5	-72.7	-61.2	-61.6	-68.6	-74.5	-86.8
Austria	78.9	87.7	87.2	81.6	87.5	85.8	74.4	103.2	86.3	75.5
Poland	68.3	69.7	70.7	66.0	72.6	67.3	69.3	75.1	73.4	74.2
Portugal	100.0	103.8	100.6	98.7	100.1	101.2	100.4	101.6	99.7	101.5
Romania	29.5	30.1	33.7	30.3	29.0	15.1	16.8	22.2	21.3	11.9
Slovenia	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.3	99.8	99.8	99.6
Slovakia	103.3	97.5	96.6	97.9	96.3	108.6	99.9	104.8	89.8	95.6
Finland	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	99.9
Sweden	95.3	95.1	95.5	97.3	97.1	98.1	98.8	99.2	99.1	99.1
United Kingdom	1.7	7.0	11.8	20.3	26.1	31.7	37.9	44.4	47.2	50.1

Annexe IV : Principale Origine des importations de 2004 à 2013 (% des extra importations EU-28). Source : (Eurostat, 2015)

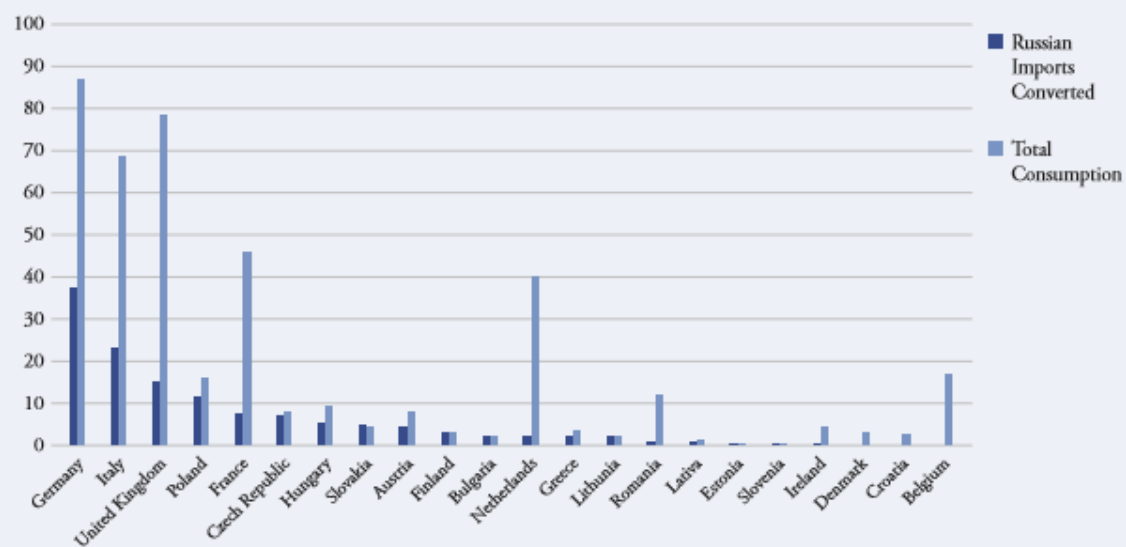
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	Natural gas									
Russia	43.6	40.7	39.3	38.7	37.6	33.0	29.5	31.5	32.0	39.0
Norway	24.3	23.8	25.9	28.1	28.4	29.3	27.5	27.4	31.2	29.5
Algeria	18.0	17.6	16.3	15.3	14.7	14.2	14.0	13.0	13.6	12.8
Qatar	1.4	1.5	1.8	2.2	2.3	5.5	9.7	11.0	8.5	6.7
Nigeria	3.6	3.4	4.3	4.6	4.0	2.4	4.1	4.3	3.6	1.8
Libya	0.4	1.6	2.5	3.0	2.9	2.9	2.7	0.7	1.9	1.8
Trinidad and Tobago	0.0	0.2	1.2	0.8	1.7	2.3	1.5	1.0	0.9	0.8
Peru	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.5
Turkey	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Others	8.6	11.0	8.8	7.3	8.2	10.1	10.9	10.8	7.5	6.9

Imports du Gaz. Classement par Pays. Source : Eurostat Mai 2015. (Commission Européenne, 2015)

Mtoe and % EU-28 Ranking	1995			2013		
	MS	Imports	EU-28 Share	MS	Imports	EU-28 Share
Gases						
1	DE	55.3	30.7 %	DE	81.9	23.7 %
2	IT	28.6	15.9 %	IT	50.8	14.7 %
3	FR	28.1	15.6 %	UK	41.4	12.0 %
4	BE	10.4	5.8 %	FR	38.0	11.0 %
5	ES	7.5	4.2 %	ES	30.8	8.9 %
6	CZ	6.4	3.6 %	NL	19.3	5.6 %
7	PL	5.8	3.2 %	BE	15.3	4.4 %
8	HU	5.5	3.1 %	AT	8.5	2.5 %
9	AT	5.4	3.0 %	PL	10.3	3.0 %
10	RO	4.8	2.7 %	HU	6.8	2.0 %
11	BG	4.6	2.5 %	CZ	7.0	2.0 %
12	SK	4.5	2.5 %	SK	4.6	1.3 %
13	FI	2.8	1.6 %	PT	3.8	1.1 %
14	NL	2.8	1.5 %	IE	3.7	1.1 %
15	LT	2.0	1.1 %	EL	3.2	0.9 %
16	UK	1.5	0.8 %	FI	2.9	0.8 %
17	LV	1.0	0.6 %	LT	2.2	0.6 %
18	SE	0.8	0.4 %	RO	1.2	0.3 %
19	SI	0.8	0.4 %	BG	2.2	0.6 %
20	EE	0.6	0.3 %	LV	1.4	0.4 %
21	LU	0.6	0.3 %	HR	1.0	0.3 %
22	HR	0.2	0.1 %	LU	0.9	0.3 %
23	IE	0.1	0.0 %	SE	1.0	0.3 %
24	DK	0.0	0.0 %	DK	1.2	0.3 %
25	EL	0.0	0.0 %	SI	0.7	0.2 %
26	CY	0.0	0.0 %	EE	0.6	0.2 %
27	MT	0.0	0.0 %	CY	0.0	0.0 %
28	PT	0.0	0.0 %	MT	0.0	0.0 %
Top 5 Total		129.9	72.1 %		242.9	70.3 %
Total		180.1	100.0 %		345.4	100.0 %

Annexe V : Dépendance au gaz russe (Boersma, 2015)

FIGURE 1 IMPORTS OF RUSSIAN GAS VERSUS DOMESTIC CONSUMPTION OF GAS IN 2013 (IN BCM)*



Source: Oxford Institute for Energy Studies and Eurogas.

Annexe VI : Infrastructure de gaz, et stockage de GNL pour l'UE. (Tagliapietra & Zachmann, 2016)

Pipelines (bcm/y)			
From	Capacity	Imports in 2014	Utilisation rate
Russia	230*	119	51%
Norway	127	101.1	79%
Algeria	54	19.5	36%
Libya	11	6	54%
TOTAL	422	245.6	58%
LNG (bcm/y)			
Country	Capacity	Imports in 2014 (Net of re-exports)	Utilisation rate
Spain	60.2	17.6	29%
United Kingdom	50.7	18.5	36%
France	25.3	10.1	39%
Italy	15.3	7.2	47%
Netherlands	12	0.9	7%
Belgium	9	2.1	23%
Portugal	5.5	2.1	38%
Greece	5.2	0.8	15%
Lithuania	4	n.a.	n.a.
Sweden	0.3	n.a.	n.a.
TOTAL	183.5	59.3	32%
Storage (bcm)			
Country	Capacity	Level at October 2015	Utilisation rate at October 2015
Germany	22.3	17	76%
Italy	16.6	15.8	94%
France	12	10.3	86%
The Netherlands	8.8	8.7	98%
Hungary	6.2	3	48%
Austria	4.7	3.2	68%
United Kingdom	4.1	3.7	89%
Czech Republic	3.3	3.1	95%
Slovakia	3	2.2	71%
Poland	2.8	2.7	95%
Spain	2.6	1.9	74%
Latvia	2.3	2	86%
Denmark	1	0.8	82%
Belgium	0.8	0.4	54%
Croatia	0.6	0.5	90%
Bulgaria	0.6	0.4	73%
Portugal	0.3	0.1	44%
TOTAL	91.9	75.8	82%

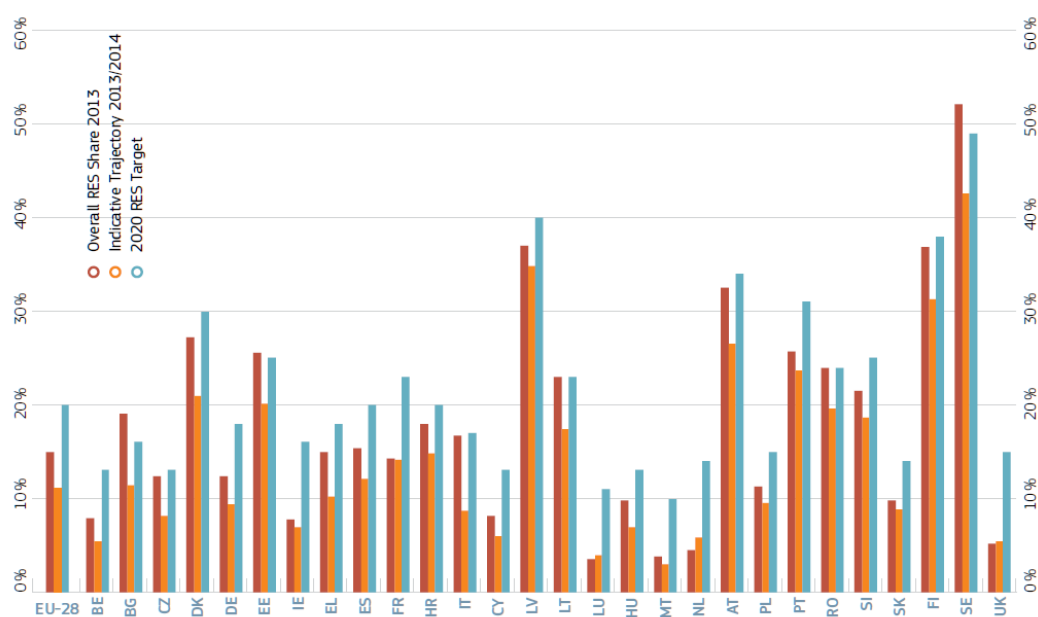
Source: Bruegel based on BP (2015), GIE (2015), GIIGNL (2015), IEA (2015).

:

Annexe VII Les objectifs EU 2020 ER Source : Eurostat mai 2015 (Commission Européenne, 2015)

% EU-28	2013 Renewable Energy Shares				Indicative Trajectory 2013/2014	2020 RES Target
	RES in Transport	RES Electricity	RES Heating and Cooling	Overall RES Share		
EU-28	5.4	25.4	16.5	15.0	11.9	20.0
BE	4.3	12.3	8.1	7.9	5.4	13.0
BG	5.6	18.9	29.2	19.0	11.4	16.0
CZ	5.7	12.8	15.3	12.4	8.2	13.0
DK	5.7	43.1	34.8	27.2	20.9	30.0
DE	6.3	25.6	10.6	12.4	9.5	18.0
EE	0.2	13.0	43.1	25.6	20.1	25.0
IE	5.0	20.9	5.7	7.8	7.0	16.0
EL	1.1	21.2	26.5	15.0	10.2	18.0
ES	0.4	36.4	14.9	15.4	12.1	20.0
FR	7.2	16.9	18.3	14.2	14.1	23.0
HR	2.1	38.7	18.1	18.0	14.8	20.0
IT	5.0	31.3	18.0	16.7	8.7	17.0
CY	1.1	6.6	21.7	8.1	5.9	13.0
LV	3.1	48.8	49.7	37.1	34.8	40.0
LT	4.6	13.1	37.7	23.0	17.4	23.0
LU	3.9	5.3	5.6	3.6	3.9	11.0
HU	5.3	6.6	13.5	9.8	6.9	13.0
MT	3.3	1.6	23.7	3.8	3.0	10.0
NL	5.0	10.1	3.6	4.5	5.9	14.0
AT	7.5	68.1	33.5	32.6	26.5	34.0
PL	6.0	10.7	13.9	11.3	9.5	15.0
PT	0.7	49.2	34.5	25.7	23.7	31.0
RO	4.6	37.5	26.2	23.9	19.7	24.0
SI	3.4	32.8	31.7	21.5	18.7	25.0
SK	5.3	20.8	7.5	9.8	8.9	14.0
FI	9.9	31.1	50.9	36.8	31.4	38.0
SE	16.7	61.8	67.2	52.1	42.6	49.0
UK	4.4	13.9	2.6	5.1	5.4	15.0

Energie Renouvelable (Consommation énergie finale). Ensemble du partage des Energies renouvelables en 2013. (%) Source : Eurostat avril 2015 (Commission Européenne, 2015)



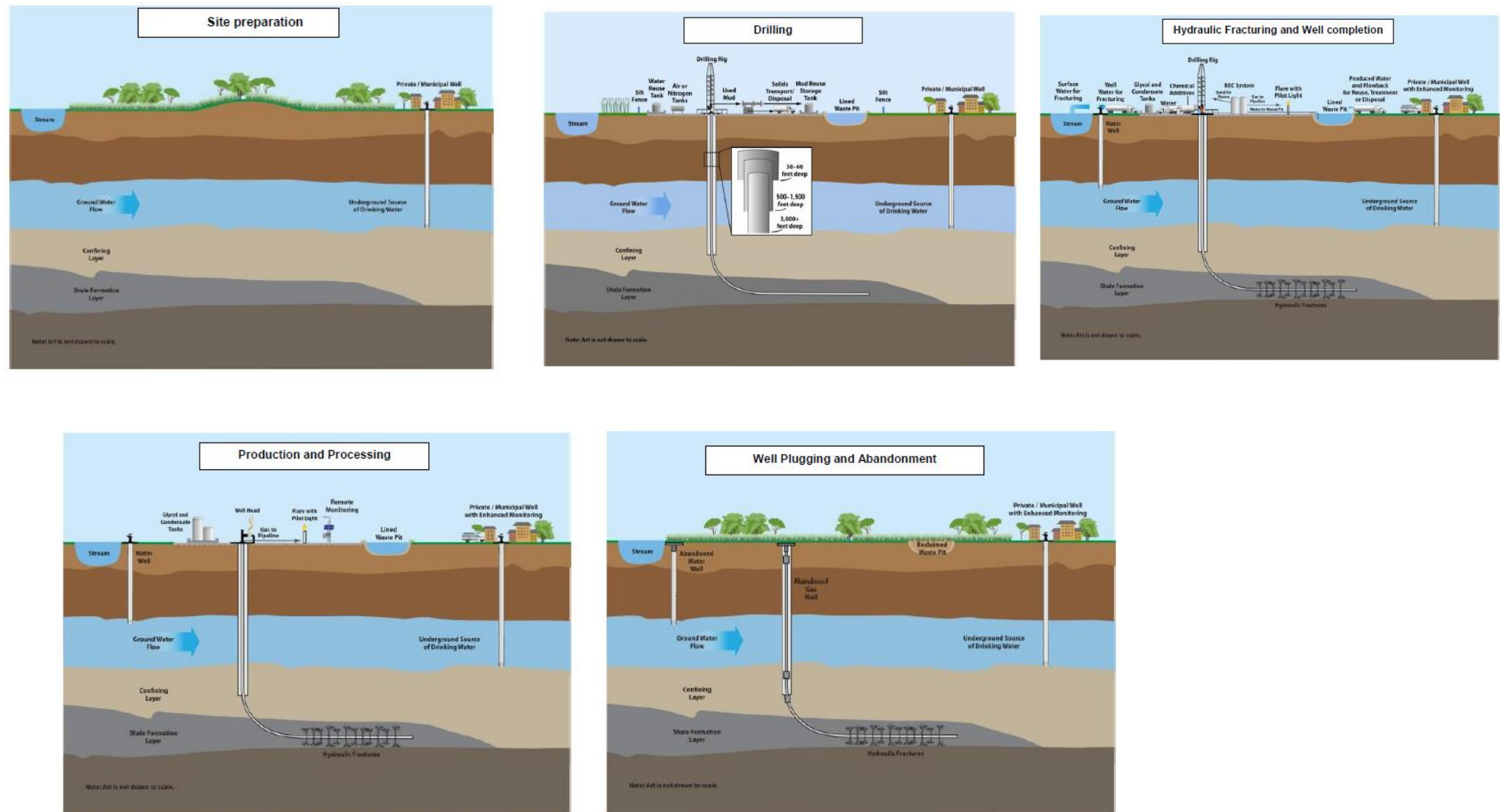
Annexe VIII : Les objectifs EU 2020 Emissions GES par rapport à 1990. Source : Eurostat juin 2015 (Commission Européenne, 2015)

Index 100= 1990	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012
EU-28	100	93.5	91.8	93.2	85.7	83.1	82.1
BE	100	104.9	103.1	100.4	93.0	85.1	82.6
BG	100	69.6	54.2	58.3	55.2	60.5	56.0
CZ	100	77.0	74.5	74.4	70.4	68.4	67.3
DK	100	110.7	100.2	94.4	90.3	83.4	76.9
DE	100	89.8	84.0	80.9	76.7	74.5	76.6
EE	100	49.4	42.3	45.8	49.5	51.8	47.4
IE	100	106.8	124.3	127.8	113.3	105.8	107.0
EL	100	104.5	120.3	128.3	111.5	109.6	105.7
ES	100	110.9	134.8	154.2	125.4	126.4	122.5
FR	100	99.5	101.5	101.6	93.9	88.9	89.5
HR	100	72.7	82.7	95.9	90.2	89.1	82.7
IT	100	102.4	106.9	111.6	97.5	95.3	89.7
CY	100	121.2	137.8	149.6	150.6	147.5	147.7
LV	100	47.7	38.2	42.5	46.7	44.7	42.9
LT	100	45.1	40.1	47.8	43.3	44.3	44.4
LU	100	80.8	80.7	108.3	101.9	100.2	97.5
HU	100	81.3	79.5	80.6	69.0	67.2	63.7
MT	100	122.8	130.2	147.4	149.7	151.3	156.9
NL	100	106.7	103.0	101.8	101.4	94.7	93.3
AT	100	102.6	103.6	120.0	110.2	107.6	104.0
PL	100	94.7	84.4	85.5	88.1	87.6	85.9
PT	100	117.3	138.2	144.7	118.6	116.5	114.9
RO	100	70.7	54.6	57.9	47.8	50.5	48.0
SI	100	100.5	102.7	110.2	105.8	105.9	102.6
SK	100	74.1	68.7	70.6	64.0	63.2	58.4
FI	100	100.5	98.5	98.0	106.7	96.6	88.1
SE	100	102.3	95.6	93.4	91.3	86.0	80.7
UK	100	93.1	89.9	88.6	79.9	74.8	77.5

Emissions de Gaz à effet de serre depuis 1990. Source : Eurostat 2015 (Commission Européenne, 2015)

Index 100=1990	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012
EU-28	100	93.5	91.8	93.2	85.7	83.1	82.1
BE	100	104.9	103.1	100.4	93.0	85.1	82.6
BG	100	69.6	54.2	58.3	55.2	60.5	56.0
CZ	100	77.0	74.5	74.4	70.4	68.4	67.3
DK	100	110.7	100.2	94.4	90.3	83.4	76.9
DE	100	89.8	84.0	80.9	76.7	74.5	76.6
EE	100	49.4	42.3	45.8	49.5	51.8	47.4
IE	100	106.8	124.3	127.8	113.3	105.8	107.0
EL	100	104.5	120.3	128.3	111.5	109.6	105.7
ES	100	110.9	134.8	154.2	125.4	126.4	122.5
FR	100	99.5	101.5	101.6	93.9	88.9	89.5
HR	100	72.7	82.7	95.9	90.2	89.1	82.7
IT	100	102.4	106.9	111.6	97.5	95.3	89.7
CY	100	121.2	137.8	149.6	150.6	147.5	147.7
LV	100	47.7	38.2	42.5	46.7	44.7	42.9
LT	100	45.1	40.1	47.8	43.3	44.3	44.4
LU	100	80.8	80.7	108.3	101.9	100.2	97.5
HU	100	81.3	79.5	80.6	69.0	67.2	63.7
MT	100	122.8	130.2	147.4	149.7	151.3	156.9
NL	100	106.7	103.0	101.8	101.4	94.7	93.3
AT	100	102.6	103.6	120.0	110.2	107.6	104.0
PL	100	94.7	84.4	85.5	88.1	87.6	85.9
PT	100	117.3	138.2	144.7	118.6	116.5	114.9
RO	100	70.7	54.6	57.9	47.8	50.5	48.0
SI	100	100.5	102.7	110.2	105.8	105.9	102.6
SK	100	74.1	68.7	70.6	64.0	63.2	58.4
FI	100	100.5	98.5	98.0	106.7	96.6	88.1
SE	100	102.3	95.6	93.4	91.3	86.0	80.7
UK	100	93.1	89.9	88.6	79.9	74.8	77.5

Annexe IX : Différentes étapes du processus de fracturation hydraulique (AEA, 2012)



Annexe X : Gisements Potentiels (Commission Européenne, 2015)

Region totals and selected countries ⁽¹⁾	2011 natural gas production ⁽²⁾	January 1, 2013 estimated proved natural gas reserves ⁽³⁾	unproved wet shale gas technically recoverable resources (TRR)	unproved wet natural gas TRR, including reserve growth ⁽⁴⁾	technically recoverable wet natural gas resources
Europe	10	145	470	184	799
Bulgaria	0	0	17		
Denmark	0	2	32		
France	0	0	137		
Germany	0	4	17		
Netherlands	3	43	26		
Norway	4	73	0		
Poland	0	3	148		
Romania	0	4	51		
Spain	0	0	8		
Sweden	-	-	10		
United Kingdom	2	9	26		
Former Soviet Union	30	2,178	415	2,145	4,738
Lithuania	-	-	0		
Russia ⁵	24	1,688	287		
Ukraine	1	39	128		

(Commission Européenne, 2014)

Table 11. Listing of plays used to develop supply curves

Basin Name	Country	Shale Formation	Prospective area (sq km)	Minimum gross thickness (m)	Maximum gross thickness (m)	Gross organic thickness (m)	Net organic thickness (m)	Minimum vertical depth (m)	Maximum vertical depth (m)	Average depth (m)	Reservoir pressure	Organic carbon %	Thermal maturity (Ro %)
Shale Gas Plays Reported in EIA (2011)													
Baltic Basin	Poland	Llandovery	22,917	100	248	174	96	2,485	4,970	3,727	Over.	4.0%	1.75%
Lublin Basin	Poland	Wenlock	30,207	100	338	126	69	1,988	4,076	3,032	Over.	1.5%	1.35%
Podlasie Basin	Poland	Llandovery	3,433	109	218	164	90	1,739	3,439	2,589	Over.	6.0%	1.25%
Baltic Basin	Estonia, Lat., Lith., Poland	Silurian	7,956	119	159	139	86	1,789	2,286	2,038	Over.	4.0%	1.20%
France Paris Basin	France	Permian-Carboniferous	46,482	50	2,187	116	35	2,584	3,976	3,280	Normal	4.0%	1.65%
France South-East Basin	France	Terres Noires	43,782	-	364	101	30	994	1,988	1,491	Normal	3.5%	1.25%
France South-East Basin	France	Classic Shale	46,114	30	606	159	48	2,485	4,970	3,727	Normal	2.5%	1.45%
North Sea-German Basin	Germany	Posidonia Shale	6,865	8	106	45	30	994	4,970	2,982	Normal	5.7%	1.50%
North Sea-German Basin	Germany	Namurian Shale	10,282	75	2,102	123	37	2,485	4,970	3,727	Over.	3.5%	2.50%
North Sea-German Basin	Germany	Wealden Shale	4,689	8	98	34	23	994	2,982	1,988	Normal	4.5%	1.25%
Scandinavia Region	Norway, Swe., Est., Ger., Pol.	Alum Shale	99,018	-	139	99	50	-	-	994	Normal	10.0%	1.85%
U.K. Northern Petroleum System	United Kingdom	Bowland Shale	25,446	-	1,212	149	45	994	1,909	1,455	Normal	5.8%	1.40%
U.K. Southern Petroleum System	United Kingdom	Classic Shale	415	303	497	126	38	3,485	4,697	4,091	Normal	2.4%	1.15%
Shale Gas Plays Reported in Velicu and Popescu (2013)													
Moldavian Platform	Romania	Sil. - Ord.	8,225	9	59	30	15	394	2,333	1,364	Normal	1.3%	0.98%
Scythian Platform	Romania	Dev. - Sil. - Ord.	1,101	7	50	25	12	909	3,788	2,348	Normal	1.6%	2.09%
Moesia Lum Ballesti	Romania	Sil. - Mid. Dev.	795	103	686	343	172	3,061	4,364	3,712	Normal	1.2%	1.32%
Moesia Optasi	Romania	Sil. - Lower M. Dev.	8,497	223	1,489	745	372	2,000	2,485	2,242	Normal	1.2%	1.13%
Calarasi-S. Dobrogea	Romania	Sil. - Lower M. Dev.	11,956	111	738	369	184	909	3,788	2,348	Normal	1.1%	1.25%
Shale Gas Plays Reported in Kuhn and Umbach (2011)--shown for comparison purposes only													
Not specified	Poland Shale	Not specified	23,816				30-300	2,000	4,000	3,000	n/a	7.0%	1.0-4.0%
Not specified	Germany Shale	Not specified	7,500				20-500	0	2,500	n/a	n/a	2-12%	0.5-1.5%
Not specified	Vienna Shale	Not specified	900				1,500	4,500	8,000	6,250	n/a	1.5-2.0%	0.7-1.6%
Not specified	Sweden Shale	Not specified	2,010				30-100	100	3,500	n/a	n/a	2-25%	1.4-3.0%

Annexe XI : Estimations es gisements et zones Natura 2000 4Commission Européenne, 2014)

Table 2. Estimated accessible³ shale gas Ultimately Recoverable Resource (URR)

Member State	Source	Ultimately Recoverable Resource			Natura Off Limits Percent	Popu- lation Off Limits Percent	Accessible URR		
		Min Bcm	Mean Bcm	Max Bcm			Min Bcm	Mean Bcm	Max Bcm
Austria	Thomson Reuters 2012	159	200	241	14.7%	14%	116	147	241
Bulgaria	Bloomberg 2012	300	650	1,000	33.9%	8%	183	395	1,000
Denmark	EIA 2013	227	907	1,360	8.9%	14%	178	710	1,360
Estonia	EIA 2011 play assessments/ICF allocations	3	11	17	17.8%	7%	2	9	17
France	EIA 2013	970	3,881	5,822	12.5%	17%	705	2,819	5,822
Germany	BGR 2012	680	1,275	2,266	15.4%	41%	339	636	2,266
Hungary	Veliciu and Popescu 2013	399	700	1,000	21.4%	14%	270	473	1,000
Ireland	Enegi Oil 2013	42	76	109	13.0%	8%	35	62	109
Latvia	EIA 2011 play assessments/ICF allocations	4	17	25	11.3%	5%	4	14	25
Lithuania	EIA 2013 for mean; EIA 2011 for maximum	0	0	113	12.1%	5%	0	0	113
Netherlands	EIA 2013	184	737	1,105	13.8%	74%	41	165	1,105
Poland	Polish Geological Institute 2012; EIA 2013 for max.	346	558	4,193	19.4%	16%	234	378	4,193
Romania	Veliciu and Popescu 2013; EIA 2013 for max.	232	929	1,445	17.9%	10%	172	687	1,445
Spain	ACIEP 2013 for mid; EIA 2013 for low	227	1,977	2,966	27.2%	15%	140	1,224	2,966
Sweden	EIA 2013	71	283	425	13.8%	7%	57	227	425
UK	UK DECC 2012; EIA 2013 for maximum	38	150	737	7.2%	49%	18	71	737
EU 27 Total		3,881	12,351	22,823			2,492	8,016	22,823

Notes:

Natura 2000 "off limits percent" is an assumption taken for modelling purposes.

Values in italics are ICF estimates to establish ranges. Published values are bolded.

Maximum access resource scenario assumes no access restrictions.

Minimum and maximum values are straight sums of each country's min/max values; they do not represent probability weighted values.

Annexe XII : Echelle des Temps Géologiques. Source: A Foucault et JF Raoult 1995

M. a.	ÈRE	SYST. PER.	SOUS-SYST. ÉPOQUE	Étages	Sous-étages et autres dénominations	cycles	phases orogén.
QUATERNAIRE (voir tableau)							
1,64	CENOZOÏQUE TERTIAIRE	NEOGENE	PLIO-CENE	Plaisancien / Astien	Villafranchien inf.	↑	• valaïque
3,4				Tabanien = Zancéen			• rhodanienne
5,2				Messinien	Pontien		• atlantique
6,7		MIOGENE	SUP.	Tortonien		↑	
10,4				Serravalien	Vallésien		• styrienne
14,2				Langhien	Helvétien		
16,3		INF.	MOY.	Burdigalien		↑	
21,5				Aquitain			• save
23,3				Chattien			
29,3		PALEOGENE (NUMMULTIQUE)	OLIGO-CENE	Stampien	Stampien s. str. Sannoisien	↑	• pyrénéenne
35,4				Prabonien	Ludien		
38,6				Bartonien (s. str.)	Maninésien - Auversien		
42,1		ECENE	I. MOY.	Lutétien		↑	
50,0				Yprésien	Sparnacien - Ilerdien		
56,5				Thanétien			
60,5		PALEO-CENE	INF.	Montien	Vitrolien	↑	• laramienne
65,0				Danien	Garumien		
74,0		CRETACE	SUP.	Maastrichtien	Rognacien Bégudien	↑	
83,0				Campanien	Fuvélien Valdonnien		
86,6				Santonien	Emschérien		
88,5		INF.	MOY.	Coniacien	Angoumien Ligérien	↑	• alpienne
90,4				Turonien	Vraconien		
97,0				Cénomarien	Clansayésien Gargasien Bédoulien		
112,0		NEO-COMIEN	INF.	Albien		↑	
124,5				Aptien	Urgonien		
131,8				Barrémien	Wealdien		• néo-cimérienne
135,0	SECONDAIRE = MESOZOÏQUE	JURASSIQUE	SUP.	Hauteriviien		↑	
140,7				Valanginien			
145,6				Berriasien			
152,1			MOY.	Portlandien = Tithonien	Tithonien / Volgien Virgulien Pliocénien	↑	
154,7				Kimméridgien	Séquanien Rauracien Argovien Oxfordien s. str.		
157,1				Oxfordien	Lusitanien		
161,3		INF.	MOY.	Callovien		↑	
166,1				Bathonien			
173,5				Bajocien			
178,0		LIAS	INF.	Aalénien		↑	
187,0				Toarcien			
194,5				Pliensbachien	Domérien Carixien Lotharingien Sinémurien		
203,5	TRIAS	TRIAS ALPIN	SUP.	Hettangien	Rhétien	↑	• éocimérienne
208,0				Norian	Keuper		
223,4				Carnien			
235,0		MOY.	INF.	Ladinien	Lettenkohl Muschelkalk	↑	
239,5				Anisien = Virgilorien			
241,1				Werraénien = Scythien	Buntsandstein Spalthien Namnien Griesbachien		
245,0		PERMO-TRIAS	INF.			↑	

A. Foucault et J.F. Raoult, 1995

M. a.	ÈRE	SYSTÈMES PÉRIODES	SOUS-SYST. ÉPOQUE	Étages	Sous-étages et autres dénominations	cycles	phases orogén.
245,0	PRIMAIRE = PALÉOZOÏQUE	PERMIEN	SUP.	Tatarien	Thuringien	↑	• palatine
256,1				Kazanian			
259,7				Ulmien	Saxonien		• saalienne
268,8		INF.	MOY.	Kungurien		↑	
281,5				Artinskien			
290,0				Sakmarien	Aulunien		
295,1		CARBONIFÈRE	SUP.	Assélien		↑	
303,0				Ozélien	Stéphanien		• asturienne
311,3				Kasimovien	Westphalien		• erzgebirge
322,8		INF.	MOY.	Moscovien	Namurien	↑	• sudète
332,9				Bashkirien	Viséen		
349,5				Serpukhovien	Tournaisien		• bretonne
362,5		DÉVONIEN	SUP.	Viséen	Strunien	↑	
367,0				Famennien			
377,4				Frasnien			
380,8		MOY.	INF.	Givétien	Couvrien	↑	
386,0				Emsien	Siegénien		
390,4				Praguien	Gedinien		
396,3		INF.	MOY.	Lochkovien	Downtonian	↑	• ardennaise
408,5				Pradolien			
410,7				Ludlowien			
424,0		SILURIEN s. str.	SUP.	Gorstien		↑	
430,4				Homérien			
439,0				Shenwoodien	Tarannien		• laconique
443,1		INF.	MOY.	Telychien		↑	
463,9				Aeronien			
468,6				Rhuddanien			
476,1		ORDOVICIEN	SUP.	Ashgillien		↑	
493,0				Caradocien			
510,0				Llandovery			
517,2		INF.	MOY.	Llanvirnien	Skiddavien	↑	• sarde
536,0				Arénien			
570				Trémadocien			
650	PRECAMBRIEN	PROTEROZOÏQUE ALGONKIEN	SUP.	Dolgiellien	? Revinnien	↑	
1000				Maentworgien	? Devillien		
1600				Méso-protérozoïque			
2500		MOY.	INF.	Pharusien	Bravérien	↑	
2900				Suggarien	Pentévrien		
3500				Randien	Icartien		
3800		INF.	MOY.	Swazien		↑	
4560							

A. Foucault et J.F. Raoult, 1995

Annexe XIII : Comparaison des Emission Gaz à effet de serre du charbon et du gaz.

CLIMATIC EFFECTS OF UTILITY SECTOR EMISSIONS

113

Table I

Global average emission factors from coal and natural gas use, based on region- and country-specific coal sulfur content, heat content, coal type, and sulfur and particulate controls. Regional maxima and minima determine the range.

Source	Emissions per unit primary energy (kg/GJ ^a)	Range
CO₂ (kgC/GJ)		
Coal combustion	25	16.5–29.5 ^b
Natural gas combustion	15	14.8–15.3
CH₄ (kgCH₄/GJ)		
Coal mining	0.57	0.02–2.0
Natural gas extraction and transportation – current	0.76 ^c	0.33–2.2 ^d
Natural gas extraction and transportation – future	0.58 ^c	0.33–2.2 ^d
SO₂ (kgS/GJ)		
Coal combustion	0.24	0.02–1.2
Natural gas combustion	0.0003	–
Black Carbon (kgBC/GJ)		
Coal combustion	0.04	0.013–0.18
Natural gas combustion	2.2×10^{-7}	–

Table II

Global average emission factors for coal and natural gas use per gigajoule electricity (GJe). Range of emission factors calculated from range in efficiencies only, given in parenthesis.

	Efficiency LHV	Emission per unit electricity			
		CO ₂ (kgC/GJe)	CH ₄ (kgCH ₄ /GJe)	SO ₂ (kgS/GJe)	BC (kgBC/GJe)
Coal	32% (25–43%)	78.1 (62–100)	1.78 (1.3–2.3)	0.75 (0.56–0.96)	0.13 (0.1–0.16)
Natural gas ^a	60% (50–90%)	25 (17–30)	0.97 (0.64–1.2)	5.0×10^{-4} ($3.3\text{--}6.0 \times 10^{-4}$)	3.7×10^{-7} ($2.4\text{--}4.4 \times 10^{-7}$)

^a CH₄ emission factors are for natural gas in addition to current use, with a global average loss rate of 1.5%.

Sources: Brown et al., 1998; Casten, 1998; U.S. Department of Energy (DOE), 2000; Energy Information Administration (EIA), 2000c, 2001; Freedman, 1996; Hay, 1990; International Energy Agency (IEA), 1991a,b,c; IEA Greenhouse Gas Research and Development (GHG R&D), 1999; Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 1996c, 2000; Johansson et al., 1996; Malek, 1997; Moomaw and Moreira, 2001; Oak Ridges National Laboratory (ORNL), 1997; Watson et al., 1996.

Table 6. Comparison of EU-27 shale assessment in this study with other assessments

Member State	Source	Ultimately Recoverable Resources					
		Min Bcm	ICF Mean Bcm	Max Bcm	EIA 2011 Bcm	EIA 2013 Bcm	JRC 2012 Bcm
Austria	Thomson Reuters 2012	159	200	241	NA	NA	not reported
Bulgaria	Bloomberg 2012	300	650	1,000	aggregated	482	not reported
Denmark	EIA 2013	227	907	1,360	652	907	not reported
Estonia	EIA 2011 play assessments/ICF allocations	3	11	17	NA	NA	not reported
France	EIA 2013	970	3,881	5,822	5,099	3,881	not reported
Germany	BGR 2012	680	1,275	2,266	227	482	not reported
Hungary	Veliciu and Popescu 2013	399	700	1,000	aggregated	0	not reported
Ireland	Enegi Oil 2013	42	76	109	NA	NA	not reported
Latvia	EIA 2011 play assessments/ICF allocations	4	17	25	NA	NA	not reported
Lithuania	EIA 2013 for mean; EIA 2011 for maximum	0	0	113	113	0	not reported
Netherlands	EIA 2013	184	737	1,105	482	737	not reported
Poland	Polish Geological Institute 2012; EIA 2013 for max.	346	558	4,193	5,297	4,193	4,308
Romania	Veliciu and Popescu 2013; EIA 2013 for max.	232	929	1,445	aggregated	1,445	not reported
Spain	ACIEP 2013 for mid; EIA 2013 for low	227	1,977	2,966	NA	227	not reported
Sweden	EIA 2013	71	283	425	1,161	283	not reported
UK	UK DECC 2012; EIA 2013 for maximum	38	150	737	567	737	not reported
Romania, Hungary, Bulgaria EIA 2011					538		
Western Europe Total JRC 2012							11,586
EU 27 Total		3,881	12,351	22,823	13,598	13,371	15,892

(Commission Européenne, 2014)

Annexe XIV: Prix de l'électricité et du gaz du semestre 2 des années 2012, 2013 et 2014 pour l'EU-28. Source : (Eurostat, 2015)

	Electricity prices						Gas prices					
	Households (²)			Industry (²)			Households (¹)			Industry (¹)		
	2012s2	2013s2	2014s2	2012s2	2013s2	2014s2	2012s2	2013s2	2014s2	2012s2	2013s2	2014s2
EU-28	0.195	0.202	0.208	0.116	0.118	0.120	0.070	0.071	0.072	0.038	0.040	0.037
EA	0.205	0.215	0.221	0.122	0.126	0.128	0.077	0.079	0.079	0.039	0.041	0.038
Belgium	0.222	0.222	0.204	0.111	0.110	0.109	0.073	0.067	0.065	0.035	0.034	0.029
Bulgaria (¹)	0.096	0.088	0.090	0.078	0.073	0.084	0.056	0.052	0.047	0.040	0.035	0.034
Czech Republic	0.150	0.149	0.127	0.103	0.099	0.082	0.066	0.058	0.056	0.034	0.033	0.030
Denmark	0.297	0.294	0.304	0.099	0.100	0.088	0.096	0.098	0.088	0.042	0.044	0.036
Germany	0.268	0.292	0.297	0.130	0.144	0.152	0.065	0.069	0.068	0.038	0.048	0.040
Estonia	0.112	0.137	0.133	0.082	0.097	0.093	0.052	0.048	0.049	0.036	0.035	0.037
Ireland	0.229	0.241	0.254	0.140	0.137	0.131	0.067	0.072	0.075	0.042	0.047	0.042
Greece	0.142	0.170	0.179	0.122	0.124	0.130	0.102	0.089	0.080	0.058	0.051	0.047
Spain	0.228	0.227	0.237	0.120	0.120	0.117	0.086	0.089	0.096	0.038	0.038	0.037
France	0.145	0.159	0.175	0.079	0.085	0.091	0.068	0.073	0.076	0.040	0.039	0.038
Croatia	0.138	0.135	0.132	0.094	0.094	0.092	0.047	0.047	0.048	0.046	0.043	0.040
Italy	0.230	0.232	0.234	0.178	0.172	0.174	0.097	0.095	0.095	0.040	0.038	0.035
Cyprus	0.291	0.248	0.236	0.234	0.201	0.190	:	:	:	:	:	:
Latvia	0.137	0.136	0.130	0.111	0.115	0.118	0.056	0.050	0.049	0.040	0.037	0.036
Lithuania	0.127	0.139	0.132	0.114	0.123	0.117	0.061	0.061	0.050	0.046	0.041	0.037
Luxembourg	0.171	0.165	0.174	0.101	0.100	0.099	0.059	0.057	0.051	0.051	0.045	0.039
Hungary	0.162	0.133	0.115	0.100	0.098	0.090	0.052	0.042	0.035	0.047	0.048	0.039
Malta	0.168	0.169	0.125	0.186	0.186	0.186	:	:	:	:	:	:
Netherlands	0.190	0.192	0.173	0.097	0.094	0.089	0.084	0.085	0.082	0.037	0.036	0.033
Austria	0.202	0.202	0.199	0.112	0.111	0.106	0.076	0.075	0.073	0.043	0.043	0.040
Poland	0.153	0.144	0.141	0.096	0.088	0.083	0.058	0.051	0.050	0.038	0.036	0.036
Portugal	0.206	0.213	0.223	0.115	0.114	0.119	0.085	0.093	0.104	0.042	0.042	0.047
Romania	0.108	0.128	0.125	0.076	0.082	0.081	0.027	0.031	0.032	0.026	0.029	0.031
Slovenia	0.154	0.166	0.163	0.094	0.095	0.085	0.073	0.071	0.063	0.055	0.048	0.044
Slovakia	0.172	0.168	0.152	0.127	0.127	0.117	0.051	0.052	0.052	0.041	0.039	0.038
Finland	0.156	0.156	0.154	0.074	0.075	0.072	:	:	:	0.048	0.047	0.056
Sweden	0.208	0.205	0.187	0.078	0.075	0.067	0.127	0.122	0.114	0.055	0.055	0.044
United Kingdom	0.179	0.180	0.201	0.119	0.120	0.134	0.058	0.059	0.065	0.034	0.036	0.035

Bibliographie

- AEA. (2012). *Climate impact of potential shale gas production in the EU. Final Report*. Retrieved from http://ec.europa.eu/clima/policies/eccp/docs/120815_final_report_en.pdf
- Annevelink, M., Meesters, J., & Hendricks, A. (2016). Environmental Contamination due to shale gas development. *Sciences of the Total Environment*(550), 431-438.
doi:dx.doi.org/10.1016/j.scitotenv.2016.01.131
- Aoun, M.-C., & Cornot-Gandolphe, S. (2015). *L'Europe du gaz à la recherche de son âge d'or?* IFRI.
- Assemblée Nationale Française. (2011). *Rapport d'information déposé en application de l'article 145 du Règlement par la mission d'information sur les gaz et huile de schiste*. Consulté le Juillet 12, 2016, sur Assemblée nationale Française: <http://www.assemblee-nationale.fr/13/rap-info/i3517.asp>
- Austvik, O. G. (2016). The Energy Union and security of gas supply. *Energy Policy*96(2016)(96), pp. 372–382. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.06.013>
- Baranzelli, C., Vandecasteele, I., Ribeiro Barranco, R., i Rivero, I. M., Pelletier, N., Batelaan, O., & Lavalley, C. (2015). Scenarios for shale gas development and their relative land use impacts in the Baltic Basin, Northern of Poland. *Energy Policy*(84), pp. 80-95.
- Bast, E., Makhijani, S., Pickard, S., & Whitley, S. (2014). *The fossil fuel bailout: G20 subsidies for oil, gas and coal exploration*. Overseas Development Institute (ODI), Oil Change International (OCI), <http://priceofoil.org/2014/11/11/fossil-fuel-bailout-g20-subsidies-oil-gas-coal-exploration/>.
- Bentham, J. (2015). Scénarios : Quels futurs possibles pour le pétrole et le gaz ? *Géoéconomie*, 2(74), pp. 29-48. doi:10.3917/geoec.074.0029
- BGR. (2013). *Energy study: Reserves, Resources and Availability of Energy Resources*. Hannover. Retrieved from http://www.bgr.bund.de/EN/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2013_en.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Biomasse Normandie. (s.d.). *Energie primaire, finale, utile*. Consulté le juillet 6, 2016, sur http://www.biomasse-normandie.org/echelle-france-energie-primaire-finale-utile_265_fr.html
- Boersma, T. (2015). *The challenge of completing the EU internal market for natural gas*. Swedish Institute for European Policy Studies. SIEPS.
- BP. (2016). *Statistical review of World Energy*.
- Charon, G. (2014). *Gaz de Schiste: La nouvelle donne énergétique. Enjeux techniques, économiques, écologiques et géostratégiques*. Editions TECHNIP.
- CIEP, & Franza, L. (2014). *Long-term gas import contracts in Europe. The Evolution in the pricing mechanisms*. Clingendael International Energy Program (CIEP).

- Commission Européenne. (2010). Communication de la Commission au Parlement Européen, au Conseil, au Comité Économique et Social Européen et au Comité des régions, Énergie 2020, Stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre. Récupéré sur <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52010DC0639&from=EN>
- Commission Européenne. (2011). Communication de la Commission au Parlement Européen, au Conseil, au Comité Économique et Social Européen et au Comité des régions, Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52011DC0885&from=EN>
- Commission Européenne. (2011). *Final Report On Unconventional Gas In Europe*. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2012_unconventional_gas_in_europe.pdf: Philippe & Partners for European Commission, Energy DG.
- Commission Européenne. (2012). *Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union*. Commission Européenne, Direction Générale Centre Commun de Recherche (DG JRC), Unité Sécurité énergétique. Retrieved from <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/unconventional-gas-europe-potential-energy-market-impacts>
- Commission Européenne. (2013). *An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production*. Centre Commun de Recherche (JRC). Retrieved from [http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/111111111/30129/1/an%20overview%20of%20hydraulic%20fracturing%20and%20other%20stimulation%20technologies%20\(2\).pdf](http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/111111111/30129/1/an%20overview%20of%20hydraulic%20fracturing%20and%20other%20stimulation%20technologies%20(2).pdf)
- Commission Européenne. (2013). *Study on Analysis and presentation of the results of the public consultation "Unconventional fossil fuels (e.g. shale gas) in Europe". Final Report*. Directorate General Environment. Retrieved from http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/Shale%20gas%20consultation_report.pdf
- Commission Européenne. (2014). A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030. SWD/2014/015 final. . *Commission Staff Working Document Impact Assessment Accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions*. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014SC0015&from=EN>
- Commission Européenne. (2014, mai 28). *Communication de la Commission au Parlement Européen et au Conseil, Stratégie européenne pour la sécurité énergétique. COM/2014/0330 final*. Consulté le Juillet 6, 2016, sur EUR-LEX: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014DC0330&from=FR>

- Commission Européenne. (2014). Communication de la Commission au Parlement Européen, au Conseil, au Comité Économique et Social Européen et au Comité des régions, Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030. COM/2014/015 final. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014DC0015&from=EN>
- Commission Européenne. (2014). *Macroeconomic impacts of shale gas extraction in the EU*. Direction Générale Environnement.
- Commission européenne. (2014). *Technical Support for Assessing the Need for a Risk Management Framework for Unconventional Gas Extraction. Final Report*. Directorate Général Environnement. Retrieved from http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/risk_mgmt_fwkw.pdf
- Commission Européenne. (2014). *Technical support for Assessing the need for a Risk Management Framework for Unconventional Gas Framework. Final Report*. Retrieved from Technical support for Assessing the need for a Risk Management Framework for Unconventional Gas Framework. Final Report.
- Commission Européenne. (2015). *An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production. (Update 2015)*. Centre conjoint de Recherche .
- Commission Européenne. (2015, février 25). COM(2015) 80 final. Paquet «Union de l'énergie». Cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique. Consulté le Mai 25, 2016, sur http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0003.03/DOC_1&format=PDF
- Commission Européenne. (2015). *EU Energy in figures, statistical pocketbook*. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/PocketBook_ENERGY_2015%20PDF%20final.pdf.
- Commission Européenne. (2015, février 25). *EUR-Lex*. Consulté le juillet 5, 2016, sur Cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique. COM/2015/080 final: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52015DC0080&from=EN>
- Commission Européenne. (2015, octobre 22). *Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050: vers un secteur énergétique sûr, compétitif et «décarboné»*. Consulté le juillet 28, 2016, sur Press Release Data base: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-11-1543_fr.htm
- Commission Européenne. (2015). *Flash Eurobarometer 420: Attitudes of citizens towards shale gas in selected european regions*. Directorate General Environment. Retrieved from <http://ec.europa.eu/COMMFrontOffice/PublicOpinion/index.cfm/Survey/getSurveyDetail/instruments/FLASH/surveyKy/2066>
- Commission Européenne. (2015). *The economic impact of enforcement of competition policies on the functioning of EU energy markets. Non-technical Summary and Technical report*. Direction

- Générale de la concurrence. Retrieved from <http://ec.europa.eu/competition/publications/reports/kd0216007enn.pdf>
- Commission Européenne. (2016, juillet 22). *Paquet sur le climat et l'énergie à l'horizon 2020*. Retrieved from http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_fr.htm
- Commission Européenne. (2016, février 16). Proposition de Règlement du Parlement européen et du Conseil concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel. COM(2016) 52 final. Récupéré sur <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/FR/1-2016-52-FR-F1-1.PDF>
- Conseil européen, Conseil de l'Union européenne. (2016, janvier 25). *Accords internationaux en matière de lutte contre les changements climatiques*. Retrieved juillet 3, 2016, from Consilium: <http://www.consilium.europa.eu/fr/policies/climate-change/international-agreements-climate-action/>
- Cotton, M., Rattle, I., & Van Alstine, J. (2014). Shale gas policy in the United-Kingdom: An argumentative discourse analysis. *Energy Policy*(73), 427-438.
- Cournil, C. (2013, August). Adoption of Legislation on Shale Gas in France: Hesitation and/or Progress? *European Energy and Environmental Law Review*, 22(4), pp. 141-151.
- de Melo-Martín, I., Hays, J., & Finkel, M. L. (2014). The role of ethics in shale gas policies. *Science of the Total Environment*.(470), pp. 1114-1119.
- Dernières nouvelles de la Russie. (2016, mai 31). *La pologne refuse de contrats à long terme sur le gaz russe*. Consulté le juillet 23, 2016, sur Dernières nouvelles de la Russie: <http://fr.news-4-u.ru/la-pologne-refuse-de-contrats-a-long-terme-sur-le-gaz-russe.html>
- EIA. (2011). *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*. U.S. Energy Information Administration, Department of Energy.
- EIA. (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. U.S. Energy Information Administration, Department of Energy.
- EIA. (2015). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Poland*. U.S. Energy Information Administration, Department of Energy.
- EIA. (2015). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: United Kingdom*. U.S. Department of Energy.
- EIA. (2015). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources : Other Western Europe*.
- EIA. (2015, September 24). *World Shale Resource Assessments, Analysis and Projections*. Retrieved from U.S. Energy Information Administration: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- Esper, P., & Mandil, C. (2012). L'Europe et l'énergie. Economie et sécurité. *Commentaire*, 2(138), pp. 321-332. doi:10.3917/comm.138.0321

- EUCERS. (2011). *Strategic perspectives of unconventional gas: A game changer with implications for the EU's Energy security*. London: European Centre for Energy and Resource Security (EUCERS), Department of War Studies, King's College London.
- EUR-Lex. (2006). *Évaluation des incidences des projets sur l'environnement*. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=URISERV:l28163&from=FR>
- EUR-Lex. (2010, Avril 19). *Energie*. Consulté le Juin 7, 2016, sur EUR-LEX: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=URISERV:ai0024&from=FR>
- EUR-Lex. (2010). *Évaluation des incidences des plans et programmes sur l'environnement*. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=URISERV:l28036&from=FR>
- EUR-Lex. (2011). *La politique commerciale au service de la stratégie Europe 2020*. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=URISERV:em0043&from=FR>
- EUR-Lex. (2014). *Bien vivre dans les limites de notre planète: 7e PAE (2014-2020)*. Retrieved from http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=URISERV:2002_3&from=FR
- EUR-Lex. (2016). *Réglementation de l'Union européenne en matière d'utilisation des produits chimiques*. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=URISERV:l21282&from=FR>
- EUR-Lex. (n.d.). *Environnement et changement climatique*. Retrieved from EUR-Lex: http://eur-lex.europa.eu/summary/chapter/environment.html?root_default=SUM_1_CODED=20&locale=fr
- EUR-Lex. (n.d.). *Environnement: dispositions générales*. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/summary/chapter/environment/2002.html?root=2002>
- Europa. (2016). *Union de l'énergie et climat*. Consulté le Juillet 4, 2016, sur http://ec.europa.eu/priorities/energy-union-and-climate_fr
- Eurostat. (2015). *Energy, transport and environment indicators, statistical book*. <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/7052812/KS-DK-15-001-EN-N.pdf/eb9dc93d-8abe-4049-a901-1c7958005f5b>.
- Eurostat. (2016, février 4). *Dépendance énergétique dans l'UE. Communiqué de presse*. Retrieved from <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/7150390/8-04022016-AP-FR.pdf>
- Eurostat. (2016). *Dépendance énergétique dans l'UE. L'UE dépendait des importations d'énergie pour un peu plus de la moitié de sa consommation en 2014. La dépendance énergétique au plus bas dans 9 États membres. Communiqué de Presse, 28*.
- Fédération Belge des Entreprises Electriques et Gazières asbl. (n.d.). *Secteur de l'électricité, Unités de mesures*. Retrieved juillet 30, 2016, from <https://www.febeg.be/fr/unites-de-mesures>
- Fleming, R. (2013, February). Shale gas a comparison of European Moratoria. *European Energy and Environmental Law Review*, 22(1), pp. 12-32.
- Furfari, S. (2007). *Le Monde et l'Energie. Enjeux géopolitiques. 2. Les cartes en main*. Technip.

- Furfari, S. (2012). *Politique et géopolitique de l'énergie. Une analyse des tensions internationales au XXI^e siècle*. (éd. Technip).
- Furfari, S. (2014). *La contre-révolution énergétique. Vive les énergies fossiles!* texquis.
- Gazprom. (2014, Octobre 3). *Qu'est-ce qu'un PEG (Point d'échange de gaz) ?* Consulté le Juillet 1, 2016, sur Le Ma-gaz-ine: <https://www.gazprom-energy.fr/gazmagazine/2014/10/quest-ce-quun-peg-point-dechange-gaz/>
- Godzimirski, J. M., Vilipišauskas, R., & Švedas, R. (2015). *Energy security in the Baltic sea region: Regional coordination and management of interdependancies*. Vilnius: Vilnius University Press. Retrieved from <http://www.tspmi.vu.lt/en/news/institute-news/project-energy-security-in-the-baltic-sea-region-regional-coordination-and-management-of-interdependencies-850>
- Holz, F., Brauers, H., & Roobeek, T. (2015). Earthquakes in the Netherlands cannot shake the European natural gas market. *DIW Economic Bulletin*, 48.
- Howarth, R. W., Santoro, R., & Ingraffea, A. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change*. doi:DOI 10.1007/s10584-011-0061-5
- Howarth, R., Santoro, R., & Ingraffea, A. (2012). Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et al.. *Climatic Change*, 2(113), pp. 537-549. doi:10.1007/s10584-12-0401-0
- ICF International. (2014). *Mitigation of climate impacts of possible future shale gas extraction in the EU: available technologies, best practices and options for policy makers. Final Report*. Directorate General Climate Action, pour la Commission Européenne. Retrieved from http://ec.europa.eu/clima/policies/eccp/docs/mitigation_shale_gas_en.pdf
- IEA. (2013). *Resources to reserves. Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future*. International Energy Agency. Retrieved from <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Resources2013.pdf>
- Institut Thomas More. (2012). *Gaz de Schiste en Europe. Analyse Comparative dans 14 Pays Européens*. Retrieved from http://ecolo.org/documents/documents_in_french/Ga-schiste-Europe-comparatif-14-pay-europe-2012-ThomMoore.pdf
- Jenner, S., & Lamadrid, A. J. (2013). Shale gas vs. coal : Policy implications from environmental impact. *Energy Policy*(53), pp. 442-453.
- JOUE. (2014, octobre 29). *Recommandation de la Commission concernant l'application des règles du marché intérieur de l'énergie entre les États membres de l'Union européenne et les parties contractantes de la Communauté de l'énergie (2014/761/UE)*. Consulté le Juillet 10, 2016, sur Journal Officiel de l'Union Européenne: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014H0761&from=EN>
- KC 2 Ltd. (2014). *Natural Gas from Shale. Socioeconomic impacts for Bulgaria*. Knowledge, Management & Solutions. Retrieved from

- http://ime.bg/var/images/Natural_Gas_from_Shale_for_Bulgaria_KC2_Study_27-2-14_EditedENG.pdf
- Klare, M. (2014, avril-mai-juin). Le troisième âge du carbone. *L'Économie politique*, 2(62), pp. 89-100. doi:10.3917/leco.062.0089
- Kofler, B., Netzer, N., Beuermann, C., Hermwille, L., Burck, J., Schinke, B., & Marten, F. (2014, June). *Towards a Global Energy Transformation*. Friedrich Ebert Stiftung.
- Laferrère, A. (2012). Géopolitique de l'énergie : Vers l'apaisement. *CAIRN*, 3(138), pp. 703-710. doi:DOI 10.3917/comm.139.0703
- Meyer-Ohlendorf, N., Duwe, M., Roberts, E., & Umpfenbach, K. (2015, June 15). Discussion Paper: An Effective Governance System for 2030 EU Climate and Energy Policy: Design and Requirements. *Ecologic Institute*. Berlin.
- Musialski, C., & Nyssen, L.-A. (2014, mai 15). La réglementation du gaz de schiste au sein de l'Union européenne. (Larcier, Ed.) *Journal de droit européen*, 5(209), 197-200. Retrieved from http://jde.larcier.com/public/index.php?module_id=000000000006&rec_id=00000102742
- Nature. (2009, July 30). The shale revolution. (460), 551-552.
- Nguyen Huu, M. (2015, mai 30). *Connaître la chronologie de l'interdiction du gaz de schiste en France en 2011, année du tournant*. Retrieved juillet 9, 2016, from COMPRENDRE LES RISQUES SANITAIRES: <http://www.risque-sanitaire.fr/2015/05/la-chronologie-de-l-interdiction-du-gaz-de-schiste-en-france-en-2011-annee-du-tournant.html>
- OCDE/AIE. (2016). *Gas Medium-Term Market Report: Market Analysis and Forecasts to 2021*.
- Offenberg, P. (2016, January 15). The European neighbourhood and the EU's security of supply with natural gas. (158).
- Parlement Européen. (2011). *Incidences de l'extraction de gaz de schiste et de pétrole de schistes bitumineux sur l'environnement et la santé humaine*. DIRECTION GÉNÉRALE DES POLITIQUES INTERNES; DÉPARTEMENT THÉMATIQUE A: POLITIQUES ÉCONOMIQUES ET SCIENTIFIQUES. Récupéré sur <http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201107/20110715ATT24183/20110715ATT24183FR.pdf>
- Parlement Européen. (2012). *Rapport sur les incidences sur l'environnement des activités d'extraction de gaz de schiste et de schiste bitumineux. (2011/2308(INI))*. Document de Séance, Commission de l'environnement, de la santé publique et de la sécurité. Récupéré sur <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+REPORT+A7-2012-0283+0+DOC+PDF+V0//FR>
- Parlement Européen. (2014, décembre). *Shale gas and EU energy security*. Retrieved juillet 27, 2016, from [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2014/542167/EPRS_BRI\(2014\)542167_REV1_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2014/542167/EPRS_BRI(2014)542167_REV1_EN.pdf)

- Parlement Européen. (2016, juin). *L'Espace économique européen (EEE), la Suisse et le Nord*. Consulté le juillet 20, 2016, sur Fiches techniques sur l'Union Européenne : http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/fr/displayFtu.html?ftuId=FTU_6.5.3.html
- Pellerin-Carlin, T., & Vinois, J.-A. (2015, Septembre). Négociations Climat 2015: Accélérer ou freine la transition énergétique? (I. J. Delors, Éd.) *Notre Europe*(142).
- Prud'homme, R. (2014). Les leçons de transition énergétique allemande. *CAIRN*, 2014/2(146), pp. 301-308. doi:DOI 10.3917/comm.146.0301
- Shale World. (2013). *6 European Countries With a Moratorium on Fracking*. Retrieved from <http://www.shale-world.com/2013/10/03/6-european-countries-moratorium-fracking/>
- Smith, W. J. (2013). Projecting EU demand for natural gas to 2030 : Ameta-analysis. *Energy Policy*, 58, pp. 163–176. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.02.045>
- Sovacool, B. K. (2014, may 29). Cornucopia or curse? Reviewing the costs and benefits of shale;. (Elsevier, Ed.) *Renewable and Sustainable Energy Reviews*(37), pp. 249-264. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.068>
- Stern, J. (2009). *Continental European Long-Term Gas Contracts: is a transition away from oil product-linked pricing inevitable and imminent?* Oxford Institute for Energy Studies. Retrieved from <https://www.oxfordenergy.org/publications/continental-european-long-term-gas-contracts-is-a-transition-away-from-oil-product-linked-pricing-inevitable-and-imminent-2/>
- Szalai, P. (2013). Playing down the shale gas hype, inventing a sober policy. *International Issues & Slovak Foreign Policy Affairs*(3), p. 5573.
- Tagliapietra, S., & Zachmann, G. (2016). *Rethinking the security of the European Union's gas supply*. Bruegel Policy Contribution. Retrieved from http://bruegel.org/wp-content/uploads/2016/01/pc_2016_01.pdf
- Tarifgaz.com. (2016, février 23). *Les hubs gaziers et les prix sur le marché de gros*. Consulté le Juillet 01, 2016, sur tarifgaz.com: <http://tarifgaz.com/faq-marche/hub-prix-gros>
- Terral, P.-m. (2012). La fronde contre le gaz de schiste : essai d'histoire immédiate d'une mobilisation éclair (2010-2011). *Ecologie & Politique*, 2(45), pp. 185-194. doi:10.3917/ecopo.045.0185
- Times of Israël. (2016, janvier 29). *Chypre, Israël et la Grèce travaillent à un gazoduc vers l'Europe*. Consulté le juin 28, 2016, sur <http://fr.timesofisrael.com/chypre-israel-et-la-grèce-travaillent-a-un-gazoduc-vers-leurope/>
- Toute l'Europe. (2015, Janvier 13). *Objectifs et fonctionnement de la politique européenne de l'énergie*. Consulté le Juin 8, 2016, sur [Toutel'Europe.eu](http://www.touteleurope.eu): <http://www.touteleurope.eu/les-politiques-europeennes/energie/synthese/objectifs-et-fonctionnement-de-la-politique-europeenne-de-l-energie.html>
- Truffer, P. (2014, aout 9). *Energy Security: 10+1 Principles*. Retrieved from [Offiziere.ch](http://www.offiziere.ch/?p=17175): <http://www.offiziere.ch/?p=17175>

- Uliasz-Misiak, B., Przybycin, A., & Winid, B. (2014). Shale and tight gas in Poland — legal and environmental issues. *Energy Policy*(65), pp. 68–77.
- Union Européenne. (2016, aout 8). *Énergie*. Consulté le juin 3, 2016, sur Europa:
https://europa.eu/european-union/topics/energy_fr
- Union Européenne. (2016, juin 15). *Environnement*. Retrieved from Europa:
https://europa.eu/european-union/topics/environment_fr
- Votreimpact.org. (n.d.). *Quelles sont les principales sources des émissions de methane?* Retrieved juillet 25, 2016, from Quel est votre impact?: <http://votreimpact.org/gaz-a-effet-de-serre/sources-du-methane>
- Wang, J., Ryan, D., & Anthony, E. J. (2011). Reducing the greenhouse gas footprint of shale gas. (Elsevier, Ed.) *Energy Policy*, 12(39), pp. 8196-8199. doi:10.1016/j.enpol.2011.10.013
- WEC/RNC. (2013). *Natural Gas Resource from unconventional fields - potential and recovery*. Romanian National Committee of World Energy Council. Retrieved from <http://www.cnr-cme.ro/pdf/CENTGAS%20-Summary.pdf>
- Wikipédia. (n.d.). *Agents de soutènement*. Retrieved from
https://fr.wikipedia.org/wiki/Agents_de_sout%C3%A8nement
- Wikipédia. (n.d.). *Atmosphère (unité)*. Retrieved from
[https://fr.wikipedia.org/wiki/Atmosph%C3%A8re_\(unit%C3%A9\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/Atmosph%C3%A8re_(unit%C3%A9))
- Wikipédia. (n.d.). *Conférence de Paris de 2015 sur le climat*. Retrieved from
https://fr.wikipedia.org/wiki/Conf%C3%A9rence_de_Paris_de_2015_sur_le_climat
- Wikipédia. (s.d.). *Meilleure technique disponible*. Consulté le juin 26, 2016, sur
https://fr.wikipedia.org/wiki/Meilleure_technique_disponible
- Wikipédia. (s.d.). *Moratoire*. Consulté le juillet 3, 2016, sur <https://fr.wikipedia.org/wiki/Moratoire>
- Wikipédia. (s.d.). *Paléozoïque*. Consulté le Juillet 10, 2016, sur
<https://fr.wikipedia.org/wiki/Pal%C3%A9ozo%C3%AFque>