

INSTITUT
MONTAIGNE



Gaz de schiste : comment avancer

RAPPORT JUILLET 2014

L'Institut Montaigne est un laboratoire d'idées - think tank - créé fin 2000 par Claude Bébéar et dirigé par Laurent Bigorgne. Il est dépourvu de toute attache partisane et ses financements, exclusivement privés, sont très diversifiés, aucune contribution n'excédant 2 % de son budget annuel. En toute indépendance, il réunit des chefs d'entreprise, des hauts fonctionnaires, des universitaires et des représentants de la société civile issus des horizons et des expériences les plus variés. Il concentre ses travaux sur quatre axes de recherche :

Cohésion sociale (école primaire, enseignement supérieur, emploi des jeunes et des seniors, modernisation du dialogue social, diversité et égalité des chances, logement)

Modernisation de l'action publique (réforme des retraites, justice, santé)

Compétitivité (création d'entreprise, énergie pays émergents, financement des entreprises, propriété intellectuelle, transports)

Finances publiques (fiscalité, protection sociale)

Grâce à ses experts associés (chercheurs, praticiens) et à ses groupes de travail, l'Institut Montaigne élabore des propositions concrètes de long terme sur les grands enjeux auxquels nos sociétés sont confrontées. Il contribue ainsi aux évolutions de la conscience sociale. Ses recommandations résultent d'une méthode d'analyse et de recherche rigoureuse et critique. Elles sont ensuite promues activement auprès des décideurs publics.

À travers ses publications et ses conférences, l'Institut Montaigne souhaite jouer pleinement son rôle d'acteur du débat démocratique.

L'Institut Montaigne s'assure de la validité scientifique et de la qualité éditoriale des travaux qu'il publie, mais les opinions et les jugements qui y sont formulés sont exclusivement ceux de leurs auteurs. Ils ne sauraient être imputés ni à l'Institut, ni, a fortiori, à ses organes directeurs.

*Il n'est désir plus naturel
que le désir de connaissance*

INSTITUT
MONTAIGNE



Gaz de schiste : comment avancer

JUILLET 2014

SOMMAIRE

INTRODUCTION	3
I - LE STATU QUO N'EXISTE PAS : LE GAZ DE SCHISTE EST DÉJÀ UNE RÉALITÉ SUR LE PLAN INTERNATIONAL	7
1.1. L'ensemble de l'économie américaine a gagné en compétitivité	7
1.2. Des conséquences directes sur l'économie européenne	23
1.3. Plusieurs pays jusque-là réticents font évoluer leurs positions	30
II - LE POTENTIEL DU GAZ DE SCHISTE EN FRANCE	41
2.1. Des ressources potentiellement importantes mais encore incertaines	41
2.2. Le <i>statu quo</i> : une menace pour l'industrie française à court terme	46
III - DES RÉPONSES SOLIDES EXISTENT POUR LES INTERROGATIONS SOULEVÉES PAR LA PERSPECTIVE DE L'EXPLOITATION DU GAZ DE SCHISTE EN FRANCE	61
3.1. Qu'en est-il des risques liés à la fracturation hydraulique ?	63
3.2. Un risque pour les ressources en eau ?	66
3.3. Un risque lié aux émissions de méthane ?	68
3.4. Un risque lié aux composés organiques volatiles issus des eaux de forages ?	70
3.5. Des nuisances visuelles et sonores ?	71
3.6. Les autres arguments recensés	72
IV - GAZ DE SCHISTE : COMMENT AVANCER ?	75
4.1. Évaluer la place du gaz naturel dans le mix énergétique français et européen et inscrire cette discussion dans le débat en cours sur la transition énergétique	76
4.2. Améliorer la connaissance du sous-sol français	81
4.3. Mettre le développement du gaz de schiste au service de la compétitivité	85
4.4. Assurer une évolution progressive et contrôlée	89
REMERCIEMENTS	101

INTRODUCTION

En 2012, la France a dépensé 69 milliards d'euros pour s'approvisionner en énergie, soit l'équivalent de 3,4 % de sa richesse nationale – 3,5 fois plus que dans les années 1990. Si notre pays est indépendant pour l'électricité en raison de la production d'énergie nucléaire, sa situation de forte dépendance pour les hydrocarbures pose question.

Ce montant record de la facture énergétique s'explique principalement par la hausse des prix du gaz naturel et des produits pétroliers que la France importe dans leur immense majorité. Ainsi, entre 2011 et 2012, la seule facture gazière a augmenté de 16,3 %¹ et aujourd'hui le prix du gaz européen est trois fois plus élevé que celui du gaz américain. Le refus de développer l'exploitation des hydrocarbures dits « non conventionnels », et notamment le gaz de schiste, a créé un différentiel de compétitivité très important entre l'Europe et les États-Unis et interroge la sécurité d'approvisionnement de la France.

Dans le contexte européen de lutte contre le réchauffement climatique, la France s'est engagée sur le chemin de la transition énergétique en annonçant la réduction de 40 % de ses émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 puis de 60 % en 2040. De plus, le président de la République s'est engagé à réduire à 50 % la part du nucléaire dans la production électrique française d'ici à 2025. Si ces objectifs sont légitimes et désirables, il convient de rappeler qu'il s'agira d'un processus lent et progressif qui nécessitera une réflexion globale sur le mix énergétique français.

Dans ce cadre, le gaz naturel peut faire office d'énergie de transition. Si l'apparition du gaz de schiste dans le débat public en 2011 a cristallisé de nombreuses oppositions en France, il convient de rappeler que le gaz de schiste est un gaz naturel caractérisé par une localisation géologique particulière puisqu'il est resté piégé dans la roche dans laquelle il s'est formé, appelée roche mère. Il se distingue des gaz conventionnels accumulés dans les réservoirs où ils ont migré à la suite de leur formation initiale. Son extraction suppose ainsi le recours, en l'état actuel de la technologie, à une technique appelée « fracturation hydraulique » qui consiste à accéder aux pétroles et gaz contenus dans les pores microscopiques de la roche mère². Cette technologie ancienne, associée au forage horizontal dans les années 1990, a été pratiquée des millions de fois de par le monde. En France, la fracturation hydraulique a été utilisée à 45 reprises depuis les années 1980, sans qu'aucun dommage n'ait été signalé³.

¹ Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, *Panorama énergies-climat*, 30 juillet 2013.

² Compactée et devenue peu perméable, la roche mère a gardé une part de ces huiles et ces gaz dispersés au sein d'une porosité très petite – de quelques nanomètres à quelques micromètres. L'enjeu de l'exploitation de ces gaz consiste à les extraire en augmentant la perméabilité jusqu'aux tailles les plus petites. La fracturation hydraulique à l'eau, majoritairement employée, ne permet d'accéder qu'aux pores les plus gros et les plus proches de la fracture laissant fermés les pores les plus petits. L'utilisation de fluides moins visqueux que l'eau, tel que le propane, permet d'accéder à des pores plus petits avec l'avantage de ne pas engorger les fissures créées (le propane injecté est soluble avec le gaz de la roche). Pour les pores encore plus petits, d'autres techniques pourraient être recherchées dans le futur, augmentant encore les capacités d'exploitation en valorisant ainsi les exploitations au-delà des durées actuelles.

³ Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), *Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels*, 27 novembre 2013.

L'exploitation du gaz de schiste a suscité depuis plusieurs années de nombreuses interrogations quant aux impacts environnementaux qu'elle entraînerait. En France, le débat a été clos avant même d'être ouvert et le gaz de schiste a été décrié avec l'ensemble des énergies fossiles - pourtant nécessaires à la transition énergétique. Au nom du principe de précaution, la France fait office d'exception mondiale en la matière, refusant même que la recherche scientifique se poursuive. Ainsi, la loi du 13 juillet 2011 interdisant la fracturation hydraulique sur le sol français⁴ interdit non seulement l'extraction de ce gaz mais aussi toute exploration, rendant impossible l'évaluation des ressources naturelles potentiellement exploitables dans le sous-sol.

Or le gaz de schiste constitue un enjeu majeur pour le renouvellement des ressources mondiales de gaz. Selon les évaluations actuelles, le gaz de schiste représente la part prépondérante des gaz dits non conventionnels dont les réserves sont estimées par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) à 13 418 TCF⁵, soit la moitié des ressources en gaz conventionnel. Selon l'AIE, les principales ressources potentielles de gaz de schiste se trouveraient aux États-Unis, au Canada, en Chine, en Australie, en Inde, ainsi que dans de nombreux pays d'Europe, en particulier en France et en Pologne.

Le contexte français se prête particulièrement à l'utilisation du gaz comme énergie de transition, en raison de la particularité nucléaire et du coût encore prohibitif des énergies renouvelables. Une politique énergétique cohérente doit permettre d'assurer des prix compétitifs aux particuliers comme aux professionnels, d'assurer la fiabilité des sources et des circuits d'approvisionnement d'énergie et de limiter l'impact environnemental. Or, en dépit de ces constats partagés, les politiques énergétiques mises en place ces dernières années, tant en France qu'en Europe, n'ont pas permis une articulation pensée de la politique climatique avec les besoins réels en matière de sécurité des approvisionnements énergétiques et de compétitivité. Il semble incompréhensible de refuser de s'interroger sur la possibilité d'exploiter les ressources contenues dans notre sous-sol.

Fruit des réflexions d'un groupe pluridisciplinaire composé de femmes et d'hommes issus des milieux de la recherche, de l'industrie et du droit, et de nombreuses auditions menées auprès des différentes parties prenantes au débat, ce rapport souhaite contribuer à sortir du discours binaire « pour ou contre » le gaz de schiste, en interrogeant l'état des connaissances relatives à cette nouvelle énergie. Partant du principe que l'action publique doit être fondée sur les résultats de la recherche et en concertation avec les acteurs intéressés, il propose de revenir de façon apaisée sur les événements qui ont agité le débat public des trois dernières années et d'analyser, au regard des travaux menés à l'international, comment mettre un terme au blocage du débat sur le gaz de schiste en France.

⁴ Loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique.

⁵ Cf. encadré page 5.

Unités de mesure du gaz

Un grand nombre d'unités sont utilisées pour mesurer les quantités de gaz naturel. Elles varient en fonction des États et des valeurs mesurées : le volume gazeux, le volume liquide, la teneur énergétique et la masse.

La mesure du volume gazeux se fait notamment en **milliards de mètres cubes (Gm³)**. À partir d'un Gm³, il est possible d'effectuer des conversions vers d'autres unités de mesure. Par exemple, le volume gazeux peut se mesurer également en milliards de pieds cubes (*billion cubicfeet* ou **BCF**) ; on considère que 1 Gm³ = 35,315 BCF. Le BCF et son unité supérieure, le **TCF** (*trillion cubicfeet* ou milliard de pieds cubes) sont utilisés en particulier aux États-Unis. On a ainsi : 1 TCF = 1 x 10¹² pieds cubes = 28 Gm³ de gaz naturel.

En outre, pour mesurer l'équivalence entre le pétrole et le gaz, on recourt fréquemment aux **barils équivalents pétrole ou BEP** : l'énergie contenue dans un baril de pétrole correspond à celle de 170 m³ de gaz, de telle sorte que 1 Gm³ = 5,9 MBEP. On rencontre également **la tonne équivalent pétrole ou TEP** (1 TEP = 7,2 BEP).

La **British thermal unit** ou **BTU** est une unité anglo-saxonne qui mesure l'énergie (quantité de chaleur nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit la température d'une livre anglaise d'eau, à pression constante). On désigne en **dollars par millions de BTU (MMBTU)** le prix de l'énergie. Un MMBTU équivaut à 293 kilowattheures.

Quelques sigles utilisés dans ce rapport

ACC : American Chemistry Council. Association de plusieurs grandes entreprises réalisant une part significative de leur activité dans la chimie aux États-unis (soit pour y produire des biens soit comme marché de destination).

AIE : Agence Internationale de l'Énergie, organisation internationale fondée par l'OCDE en 1974.

EIA : Energy Information Administration, agence indépendante de statistique du ministère de l'Énergie américain.

EnR : énergies renouvelables.

EPA : Environmental Protection Agency. Agence de protection de l'environnement américaine, indépendante du gouvernement américain dont l'administrateur est nommé par le Président des États-Unis et validé par le Congrès.

GES : gaz à effet de serre.

GNL : gaz naturel liquéfié (principalement du méthane conditionné sous forme liquide afin d'être transporté, par bateau le plus souvent, pour être vendu et utilisé à l'exportation).

LGN : liquides de gaz naturel (type éthane, butane, propane).

TCAM : taux de croissance annuelle moyen.

LE STATU QUO N'EXISTE PAS : LE GAZ DE SCHISTE EST DÉJÀ UNE RÉALITÉ SUR LE PLAN INTERNATIONAL

Les risques et opportunités liés au gaz de schiste font débat en France depuis que l'exploitation de cette ressource aux États-Unis a suscité d'importants bouleversements sur les marchés mondiaux de l'énergie comme sur la compétitivité des industries. Cette première partie analyse, en s'appuyant sur de nombreuses études, comment les États-Unis ont exploité cette ressource et les impacts de ce développement sur l'économie et le mix énergétique américains. Cette analyse est un prérequis indispensable pour prendre la mesure des conséquences de la non exploitation du gaz de schiste sur les économies européennes.

1.1. L'ENSEMBLE DE L'ÉCONOMIE AMÉRICAINE A GAGNÉ EN COMPÉTITIVITÉ

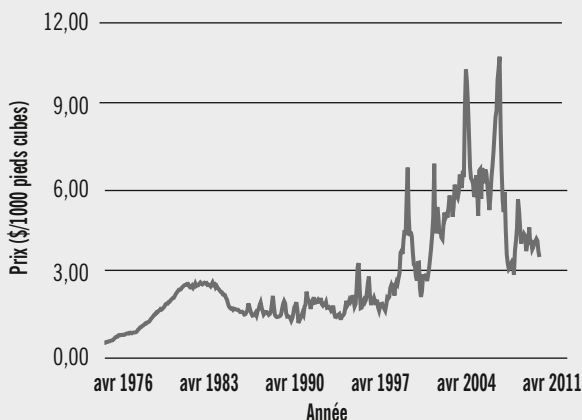
1.1.1. Un développement aussi significatif qu'inattendu depuis dix ans

■ L'essor inattendu du gaz de schiste aux États-Unis

Les États-Unis, premiers consommateurs mondiaux de gaz, prévoyaient au milieu des années 2000 d'importer 100 milliards de m³ de gaz naturel liquéfié (GNL) d'ici 2020. Or, **ils sont devenus le premier producteur mondial de gaz (devant la Russie) depuis 2009** et l'*Energy Information Administration* (EIA) estime qu'ils pourraient devenir exportateurs nets de gaz d'ici la fin de la décennie. **Cet essor de la production de gaz a constitué une vraie surprise et une révolution inattendue pour l'économie américaine.**

Un développement inattendu réussi grâce à la conjonction de plusieurs paramètres

À l'origine, l'industrie du gaz de schiste aux États-Unis était très fragmentée. En effet, les premiers projets d'exploration et d'exploitation de ces ressources ont été menés par de petits opérateurs pétroliers/gaziers désireux de lutter contre la baisse des réserves et de la production domestique et la substitution par des quantités croissantes de GNL en provenance du reste du monde, dont l'Afrique. La hausse attendue des coûts d'approvisionnement en gaz due à la part croissante du GNL dans la balance énergétique du pays a encouragé les producteurs locaux à rechercher des gisements inexploités en hydrocarbures, gaz notamment, qui pouvaient devenir économiquement viables dans ce nouveau contexte de prix. Les producteurs ont pu bénéficier, dans ce cadre, de nouvelles technologies développées grâce à un soutien public et privé à la recherche au développement menée depuis 1975.

Figure 1 : Évolution du prix du gaz aux USA depuis 1975

Source : Normand Mousseau, *Roches mères. Un tour d'horizon depuis la géologie jusqu'à leur exploitation*, CNRS, janvier 2014.

À la suite du boom du gaz de schiste, plusieurs des PME exploitantes ont été rachetées par des *majors* : l'industrie d'exploitation est aujourd'hui principalement le fait de quelques multinationales. On estime ainsi à plus de 120 Mds\$ les sommes engagées dans des opérations d'acquisition de petits opérateurs de gaz de schiste par des *majors* pétroliers depuis 2006 aux États-Unis.

D'un point de vue juridique, aux États-Unis les propriétaires de terrain sont également propriétaires du sous-sol correspondant et des ressources pouvant y être contenues. La perspective de percevoir une partie des revenus liés à l'exploration et l'exploitation de ces ressources par des compagnies privées (redevance d'exploration pouvant aller jusqu'à 28 000\$/ha ou d'exploitation de 12 % à 25 %) a été un facteur significatif contribuant au développement massif du gaz de schiste. Les particuliers dont les terrains étaient situés sur des zones potentiellement riches en hydrocarbures avaient tout intérêt à faire sonder leur sol en quête de gaz.

D'un point de vue technologique, le boom du gaz de schiste a été permis par l'utilisation combinée des techniques de fracturation hydraulique (technique de Mitchell mise au point à la fin des années 1990) et de forage horizontal sur un même puits. Il est également devenu possible d'accéder à des ressources en gaz déjà identifiées mais qui, jusqu'alors, étaient trop diffuses pour être économiquement exploitables ou accessibles.

Fin 2010, **les réserves prouvées** de gaz de schiste aux États-Unis étaient de 94,4 TCF (2,7 Tm³) et les réserves estimées de 637 TCF (182 Tm³)⁶, soit environ 30 % des réserves américaines totales estimées de gaz naturel. **La production américaine** de gaz naturel sec (méthane) est passée de 0,3 TCF (8,5 Gm³) par an en 2000 à 9,6 TCF (274 Gm³) en 2012. Cela représente environ 40 % de la production de gaz naturel sec américaine et 35 % de la consommation domestique (contre moins de 5 % il y a 10 ans). **Les États-Unis ont représenté à eux seuls plus de 90 % du gaz de schiste produit dans le monde cette année-là** (le Canada étant à cette date le seul autre pays exploitant ses ressources en gaz de schiste)⁷.

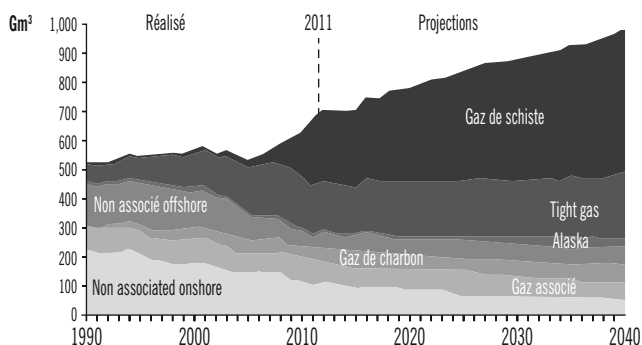
L'EIA anticipe à terme une stabilisation de la production de gaz de schiste domestique :

- avec 14,2 TCF (405 Gm³) en 2030, soit un taux de croissance annuel moyen (TCAM) de 2,2 % entre 2012 et 2030 ;
- et 16,7 TCF (477 Gm³) en 2040, soit un TCAM de 2 % entre 2012 et 2040.

En 2025, le gaz de schiste devrait ainsi représenter près de la moitié de la consommation américaine de gaz.

Avant l'apparition du gaz de schiste, l'EIA tablait sur 5 TCF (143 Gm³) de gaz naturel importé par an à l'horizon 2030, de telle sorte que ses capacités de regazéification étaient passées de moins de 1 TCF (28 Gm³) en 2000 à plus de 6 TCF (170 Gm³) aujourd'hui. Finalement, 1,4 TCF (40 Gm³) de gaz ont été importés en 2012, et **l'EIA estime que les États-Unis seront des exportateurs nets de gaz d'ici 2020 et exporteront 3,5 TCF (100 Gm³) de gaz naturel par an à partir de 2029**. Ces capacités pourraient alimenter les marchés européens et sud-américains, qui sont faciles à desservir compte tenu de la moindre distance géographique et de la facilité à les atteindre à partir des terminaux de liquéfaction en projet sur la côte du Golfe du Mexique.

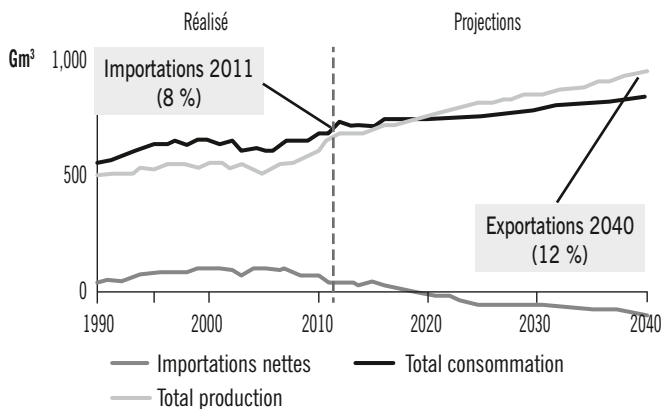
Figure 2 : Évolution de la production de gaz naturel aux États-Unis



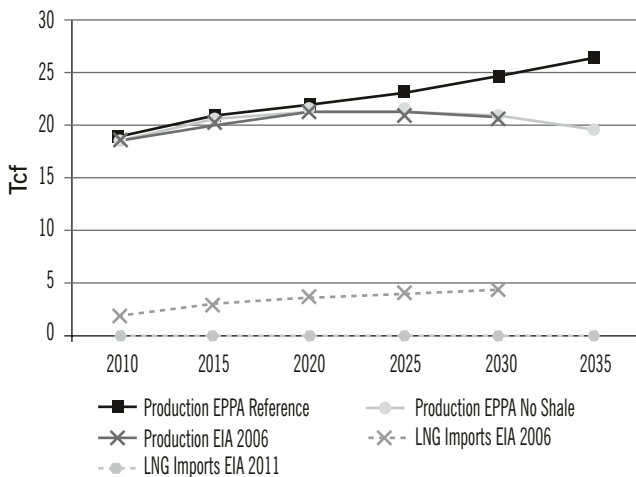
Source : EIA, *World Energy Outlook*, 2013.

⁶ Estimations de ressources techniquement récupérables aux États-Unis, selon l'EIA en juin 2013.

⁷ EIA.

Figure 3 : Balance commerciale du gaz naturel aux États-Unis

Source : EIA.

Figure 4 : Évolution des prévisions d'importations de gaz naturel aux États-UnisSource : EIA. EPPA (*Emissions Prediction and Policy Analysis*) désigne un modèle de prévision.

■ Des projets d'exportation de gaz naturel liquéfié à l'étude

Alors que la production de gaz américaine devrait, selon l'EIA, dépasser la consommation domestique d'ici 2020, **des projets d'exportation de GNL sont à l'étude** via la construction de terminaux de liquéfaction du gaz. Pour l'heure, un projet de terminal de liquéfaction a reçu l'aval final des autorités américaines et pourrait commencer à exporter du GNL en 2015 ou

2016⁸. Quatre autres projets sont en cours de validation et en attente du feu vert final de la *Federal Energy Regulation Commission* (FERC). Au total, **près de 90 Gm³ de capacités d'exportation de GNL pourraient être installées dans les prochaines années.**

Or, **la liquéfaction, le transport par méthanier et la regazéification du gaz naturel sont des étapes coûteuses**, nécessitant par ailleurs des investissements importants en amont pour la construction des infrastructures adéquates (terminaux de stockage, de liquéfaction, construction des méthaniers)⁹. Cumulé avec les coûts opérationnels de liquéfaction, transport et regazéification dans le pays destinataire, **le coût moyen du GNL est de deux à trois fois plus élevé que le prix *spot*¹⁰ du gaz sur le marché américain**. Ainsi aux États-Unis, les prix resteront structurellement inférieurs à ceux observés sur les marchés clients du fait de l'absence de ces coûts de liquéfaction, transport et regazéification (estimés entre 6 et 8 \$/MMBTU selon que le gaz est exporté en Europe ou en Asie). **Quel que soit l'impact des projets d'exportation de GNL américain sur le prix du gaz domestique, les coûts de liquéfaction, transport et regazéification maintiendront un différentiel de compétitivité entre le prix du gaz aux États-Unis et en Asie ou en Europe¹¹.**

⁸ Fin 2013, seul le projet de Sabine Pass (Cheniere Energy) dans le Golfe du Mexique avait reçu l'aval final de la FERC. Il pourra être exporté, grâce à ce puits, jusqu'à 23 Gm³ de GNL par an pendant 20 ans (soit 2,2 BCF/jour). Des contrats d'approvisionnement ont déjà été signés avec des opérateurs gaziers en Espagne (Gas Natural Fenosa), au Royaume-Uni (Centrica) et en Inde (GAIL Limited).

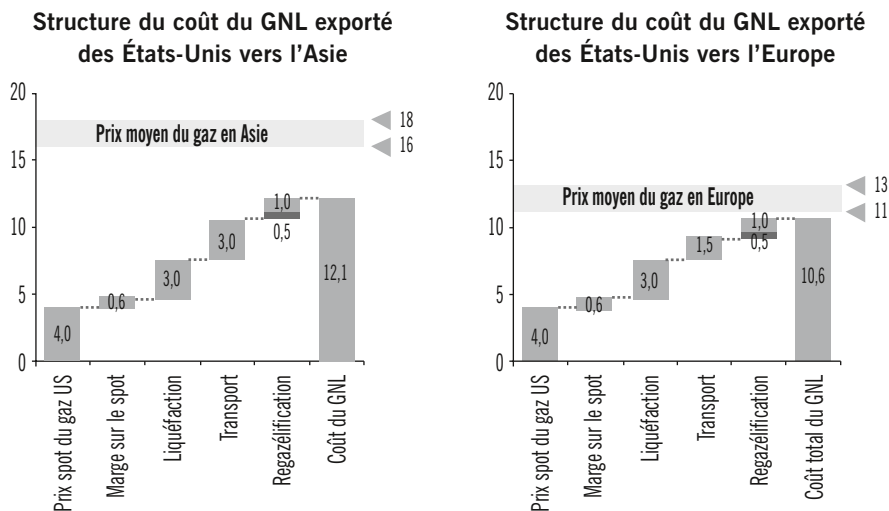
⁹ Ainsi, l'installation d'une structure de liquéfaction à partir d'un terminal d'importation de gaz coûterait en moyenne entre 6 et 10 millions de dollars, contre environ 20 millions pour une construction entièrement neuve, selon les estimations du service de recherche du Congrès américain, reprises par le *Center for American Progress* (CAP).

¹⁰ En économie du gaz, les pays importateurs peuvent acheter du gaz sur le marché à terme, ou *forward*, (contrats de long terme avec des clauses d'indexation du gaz sur le pétrole) ou sur le marché au comptant, ou *spot* (où le pétrole n'est plus le principal substitut du gaz). On distingue ainsi respectivement le prix *forward* du prix *spot*, lequel correspond au prix d'une marchandise pour une livraison immédiate : le prix est alors basé sur les transactions actuelles.

¹¹ L'EIA a envisagé plusieurs scénarios sur l'impact des projets d'exportation de GNL sur le prix du gaz aux États-Unis, en fonction des volumes d'exportations sous forme de GNL allant de 30 à 125 Gm³/an. Selon ces prévisions le prix du gaz américain augmenterait de 10 % à 36 % au plus par rapport au prix du gaz aux États-Unis sans projet d'exportation de GNL.

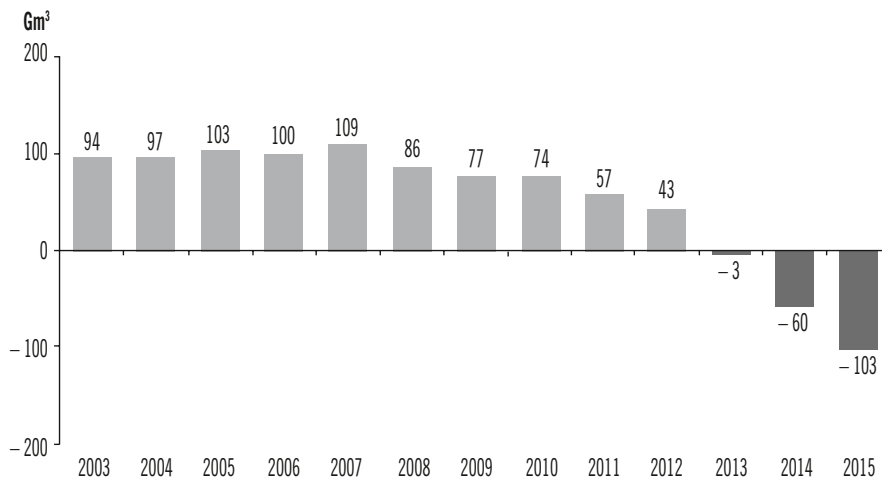
Les coûts associés au GNL se répartissent comme suit¹² :

Figure 5 : Structure de coût du GNL



Sources : Center for American Progress, EIA, Bloomberg finance LP, Deutsche Bank. Les coûts sont exprimés en \$/MMBTU.

Figure 6 : Historique et projection des importations exportations de gaz naturel aux États-Unis



Source : EIA, Département de l'Énergie.

¹² www.connaissancedesenergies.org

Les projets d'exportation de GNL font l'objet de vives critiques des industriels de la chimie américains qui craignent que l'exportation du gaz domestique entraîne une hausse de leurs coûts d'approvisionnement et une baisse de leurs marges. En effet, à ce jour, la relative autarcie du marché du gaz américain a impliqué un transfert direct de la baisse des coûts de production du gaz sur les industries aval¹³.

La rente issue de l'essor du gaz de schiste n'a pas exclusivement profité aux pétroliers/gaziers mais a également largement bénéficié aux industries gazo-intensives aval, intensives en gaz comme source d'énergie ou comme matière première, comme c'est le cas dans la pétrochimie. Rappelons que l'industrie chimique a consommé environ 49 Gm³ de gaz naturel en 2012, soit près de 25 % de la consommation industrielle et 7 % de la consommation totale de gaz américaine.

Des Français impliqués dans les projets d'exportation de gaz naturel américain

Août 2013 : Technip annonce avoir remporté auprès de Trunkline LNG Export un contrat d'ingénierie d'avant-projet détaillé (dit FEE) pour un projet de liquéfaction aux États-Unis situé à Lake Charles en Louisiane. Ce projet d'expansion comprend notamment une unité de liquéfaction de gaz naturel d'une capacité totale d'export d'environ 15 millions de tonnes par an, afin qu'une partie des ressources additionnelles en gaz naturel produit à partir des champs de gaz de schiste aux États-Unis puisse être exportée vers les marchés internationaux¹⁴.

Février 2014 : l'EIA donne son feu vert au projet « Cameron » d'exportation de GNL américain. Ce projet, porté par la co-entreprise constituée du Français GDF SUEZ, de l'Américain Sempra Energy et des Japonais Mitsubishi Corp et Mitsui & Co prévoit d'exporter, à partir de 2018, du GNL vers des pays non-signataires d'un accord de libre-échange avec les États-Unis. La validation finale doit désormais être apportée par la FERC. Aux termes de l'accord signé entre les différentes parties, GDF SUEZ, Mitsubishi et Mitsui vont acquérir une participation de 16,6 % chacun tandis que Sempra Energy conservera 50,2 % dans un terminal gazier existant, situé à Hackberry en Louisiane et dans le projet de liquéfaction. GDF SUEZ aura une capacité de liquéfaction de long terme de 4 millions de tonnes par an (MTPA), complétant ainsi le « portefeuille GNL » du groupe¹⁵.

¹³ L'appellation industries aval s'entend comme les industries utilisant le gaz comme source d'énergie ou matière première, comme l'industrie chimique, par opposition aux industries amont/exploitation dont l'activité est liée à l'exploitation de ces ressources en gaz.

¹⁴ Communiqué de presse de Technip, 27 août 2013.

¹⁵ Communiqué de presse de GDF SUEZ, 12 février 2014.

1.1.2. Un impact très positif au-delà des seules industries intensives en énergie

L'exploitation du gaz de schiste américain a eu un impact très positif sur de nombreux aspects de l'économie américaine :

- **elle a bénéficié aux filières amont/exploitation qui ont connu une reprise massive de leurs niveaux d'activité et une forte création d'emplois ;**
- **dans un second temps, cette ressource en gaz naturel abondante et économique a induit une baisse des prix du gaz ;**
- **la baisse des prix du gaz naturel sec et des liquides de gaz naturel a permis un regain de compétitivité des industries aval consommatrices de gaz en tant que source d'énergie ou de matière première. Pour chaque emploi lié aux gaz de schiste dans les filières amont/exploitation en 2012, près de deux emplois devraient être créés en aval d'ici 2020¹⁶.**

Le gaz naturel : une source d'énergie et de matière première pour les industriels

Il existe deux types de ressources contenues dans un puits de gaz : le gaz naturel sec et les liquides de gaz naturel.

Le gaz naturel est principalement constitué de méthane extrait de gisements naturels souterrains. Il peut s'agir aussi bien de **gaz non associé** (provenant de gisements qui produisent uniquement des hydrocarbures gazeux) que de **gaz associé** (provenant de gisements qui produisent à la fois des hydrocarbures liquides et gazeux) ou de méthane récupéré dans les mines de charbon. La production de gaz naturel fait référence à la production de gaz commercialisable sec. S'agissant des champs de gaz de schiste, le gaz naturel peut se trouver soit dans des **champs dits secs** (c'est-à-dire ne comprenant que du gaz naturel), soit dans des **champs dits humides** (comprenant du gaz naturel mais aussi des liquides de gaz naturel).

Les liquides de gaz naturel (LGN) sont des hydrocarbures liquides ou liquéfiés produits lors de l'extraction, de la purification et de la stabilisation du gaz naturel. Ils comprennent l'éthane (utilisé presque exclusivement par l'industrie pétrochimique dans la production d'éthylène, servant de base à la fabrication du plastique notamment), le propane (utilisé principalement dans le secteur résidentiel pour les besoins de chauffage et dans l'industrie pétrochimique pour la production d'éthylène comme combustible et carburant), le butane

¹⁶ Information Handling Service (IHS), *America's New Energy Future: The Unconventional Oil and Gas Revolution and the US Economy*, octobre 2012.

(qui sert de matière première dans la pétrochimie ou dans les raffineries où il est mélangé à l'essence), le pentane (principalement utilisé comme solvant en chimie organique), l'essence naturelle (également appelée pentane+) et les condensats d'usine. S'agissant des champs de gaz de schiste, les LGN se trouvent uniquement dans les champs humides.

■ Un impact direct sur l'emploi et l'activité des filières amont/exploitation du gaz de schiste

Selon certaines estimations, au niveau des filières amont/exploitation, plus de **600 000 emplois directs, indirects et induits auraient été créés en 2012 grâce à l'essor du gaz de schiste** (1,1 million en 2020 et 1,4 million en 2035)¹⁷. Toutefois, à l'échelle nationale, la création d'emplois due à l'essor du gaz de schiste sur la période 2008-2012 n'est pas détectable en tant que telle puisqu'elle est intervenue dans un contexte plus global de ralentissement de l'activité et de destruction d'emplois (au moins jusqu'en 2011). Ainsi, les États-Unis comptaient 145 millions de personnes salariées en 2012 contre 151 millions en 2008. **La création d'emplois liée à l'essor du gaz de schiste a permis de limiter les destructions d'emplois aux États-Unis pendant la crise.**

**Tableau 1 : Détail des emplois liés aux gaz de schiste
créés dans les filières amont/exploitation**

	2012	2020 (estimation)	2035 (estimation)
Emplois directs	125 654	223 870	290 945
Emplois indirects	186 367	336 339	430 114
Emplois induits	293 363	535 831	683 451
Total	605 384	1 096 040	1 404 510
Ratio emplois indirects et induits/emplois directs	3,82	3,90	3,83

Source : IHS, octobre 2012.

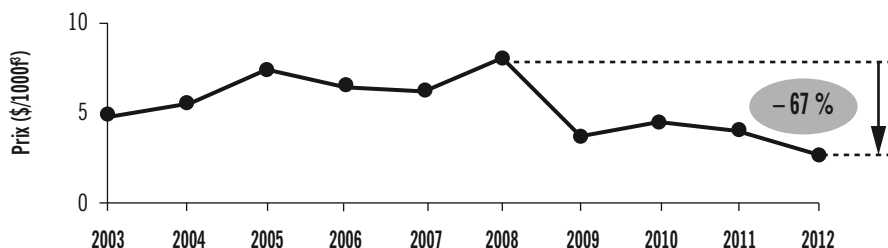
¹⁷ *America's New Energy Future...*, *Op. cit.* Les estimations incluent dans leur périmètre d'analyse les effets directs (liés à l'activité même d'exploitation du gaz de schiste), les effets indirects (liés à l'activité des fournisseurs, en amont) et les effets induits (liés à l'utilisation des ressources additionnelles générées par les emplois directs et indirects (alimentation, logement/immobilier, automobile, etc.).

En termes de recettes publiques, selon les chiffres de l'IHS, plus de **18 Mds\$ de taxes** liées à l'exploitation du gaz de schiste (hors *royalties*) ont été versées par les entreprises et les particuliers en 2012¹⁸, **soit un taux de « prélèvement » de l'ordre de 60 %** si l'on se réfère aux 9,6 TCF (274 Gm³) de gaz de schiste produits au cours de cette année et sur la base d'un prix du gaz moyen de 3 \$/MMBTU.

■ Une baisse des prix du gaz, des liquides de gaz naturel et de l'électricité

Entre 2008 et 2012, les prix du gaz naturel sec ont été divisés par plus de trois aux États-Unis du fait de la forte croissance de l'offre de gaz ainsi que de la baisse des coûts d'exploitation grâce aux effets d'apprentissage. Le cours *spot* du Henry Hub¹⁹ est passé de 9 \$/MMBTU en moyenne en 2008 à 2,7 \$/MMBTU en moyenne en 2012. Au même moment, les prix du gaz en Europe restaient à un niveau élevé (passant de moins de 8 \$/MMBTU environ en 2010 à plus de 11 \$/MMBTU en 2012).

Figure 7 : Évolution du prix du gaz aux États-Unis (Henry Hub)



Source : EIA.

La chute des prix du gaz naturel a incité les producteurs à se concentrer sur des bassins riches en liquides de gaz naturel qui offraient une meilleure valorisation que le gaz naturel sec²⁰ : en effet en 2012, le prix très faible du gaz naturel aux États-Unis (environ 2,7 \$/MMBTU) ne couvrait pas les coûts de production d'un nombre important de champs de gaz de schiste. Avec l'essor de l'exploitation des champs de gaz de schiste, la production de liquides de gaz naturel a augmenté de 35 % entre 2008 et 2012²¹. En particulier, la production d'éthane a augmenté de 39 % sur cette période (avec 1,9 TCF soit 54 Gm³ produits en 2012) et son prix a baissé de 54 % en moyenne sur la même période²².

¹⁸ *Ibid.* Selon ce rapport, plus de 30 Mds\$ de taxes publiques liées aux activités de gaz non conventionnel ont été collectées en 2012, soit environ 18 Mds\$ pour les activités liées au gaz de schiste si l'on applique à ces taxes le ratio production de gaz de schiste/production de gaz non conventionnels du rapport.

¹⁹ Référence pour le prix du gaz aux États-Unis.

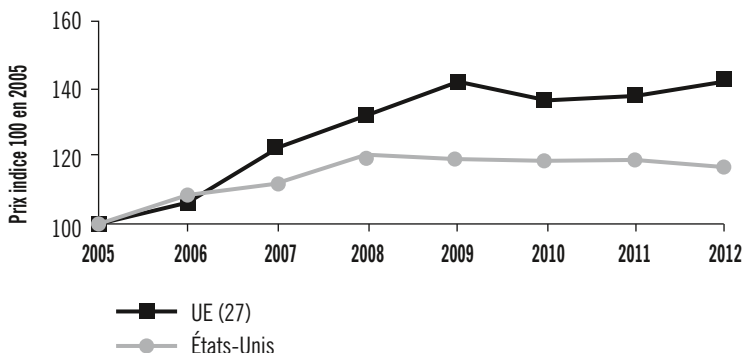
²⁰ Sylvie Cornot-Gandolphe, *Impact du développement des gaz de schiste aux États-Unis sur la pétrochimie européenne*, IFRI, octobre 2013.

²¹ EIA. Production de liquides de gaz naturel et de « gaz de raffinerie » liquides issus des usines de production de gaz aux États-Unis.

²² *Impact du développement des gaz de schiste...*, *Op. cit.*

Les experts s'accordent à dire que les prix du gaz naturel sec américain (le méthane) resteront durablement plus faibles qu'en Europe et en Asie, même si leur augmentation est prévue. Ainsi, courant 2013, les prix avaient déjà commencé à rebondir et s'établissaient à environ 3,7 \$/MMBTU. Ce prix bas du gaz naturel a permis de **limiter la hausse des prix de l'électricité à usage industriel aux États-Unis** depuis 2008 et même de les faire diminuer depuis 2012, en raison de l'évolution du mix électrique vers plus de gaz et moins de charbon. **En 2012, le prix de l'électricité pour les industriels américains était en moyenne 2,2 fois moins élevé que pour leurs équivalents européens²³.**

Figure 8 : Évolution des prix de l'électricité pour les industriels américains



Sources : EPA, Eurostat.

■ Une hausse de l'activité et des créations d'emplois déjà constatées dans la pétrochimie

L'industrie pétrochimique est une très grande consommatrice de gaz naturel comme source d'énergie et comme matière première (*via* les liquides de gaz naturel). **L'impact de la baisse des prix du gaz naturel sec et des liquides de gaz naturel sur les coûts de production de l'industrie pétrochimique, et de l'éthylène en particulier, a eu des répercussions positives sur une multitude d'industries aval dont les produits sont dérivés de l'éthylène (cf. figure 9).**

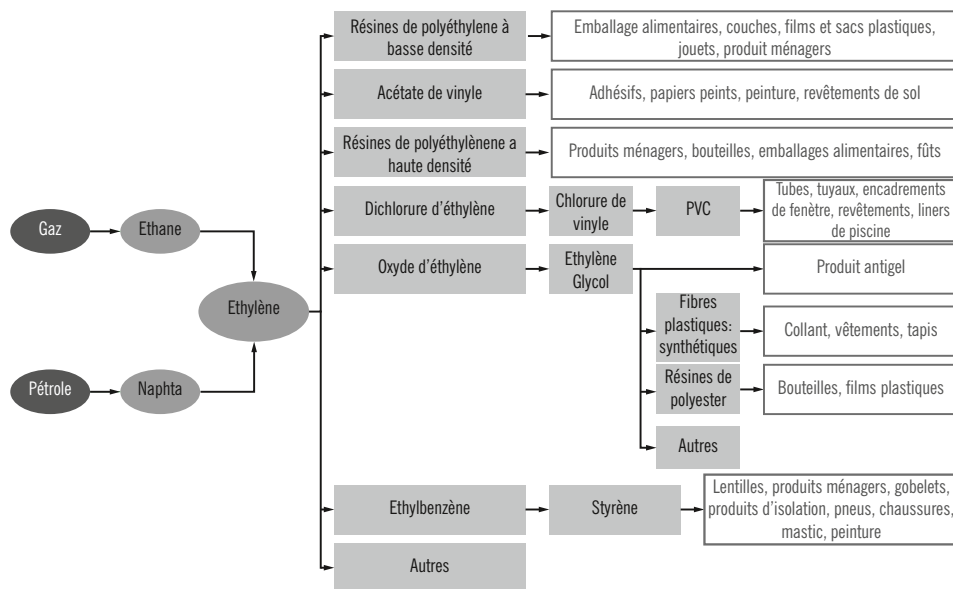
Plusieurs rapports chiffrant cet impact ont été publiés aux États-Unis par l'IHS et l'*American Chemistry Council* (ACC). Ce dernier table sur la génération d'environ 70 Mds\$ de chiffre d'affaires supplémentaires et la création de plus de 40 000 emplois directs d'ici 2020 dans l'industrie chimique américaine (hors pharmaceutique), du simple fait de l'exploitation du gaz de schiste²⁴. **En élargissant le périmètre aux effets indirects et induits, la création d'emplois**

²³ Ibid.

²⁴ ACC, *Shale Gas, Competitiveness and New U.S. Investment: A Case Study of Eight Manufacturing Industries*, mai 2012.

atteindrait plus de 600 000 emplois et le chiffre d'affaires total lié à cette filière augmenterait d'environ 215 Mds\$²⁵.

Figure 9 : Chaîne de valeur de l'éthylène



Sources : ACC, BCG.

La baisse de 54 % du prix de l'éthane entre 2008 et 2012 s'est traduite par un avantage compétitif pour l'éthylène américain qui était de 26 % moins cher que l'éthylène d'Europe de l'Ouest en 2012²⁶, tandis que les prix se trouvaient à des niveaux similaires en 2005. Cette décorrélation s'explique par la substitution du naphta par l'éthane issu du gaz de schiste dans la composition de l'éthylène américain (en 2012, l'éthane représentait 64 % des matières premières utilisées dans la composition de l'éthylène américain et le naphta 9 % contre 46 % et 25 % respectivement en 2005). Il est intéressant de noter qu'en dehors de l'éthane dont est issu l'éthylène, les autres liquides de gaz naturel issus des champs de gaz de schiste humides ont également vu leur prix baisser, impactant à leur tour d'autres industries aval²⁷.

²⁵ Tout comme l'IHS, l'ACC inclut dans son périmètre d'analyse les impacts directs (liés à l'activité même d'exploitation du gaz de schiste), indirects (liés à l'activité des fournisseurs, en amont) et induits (liés à l'utilisation des ressources additionnelles générées par les emplois directs et indirects : alimentation, logement/ immobilier, automobile, etc.).

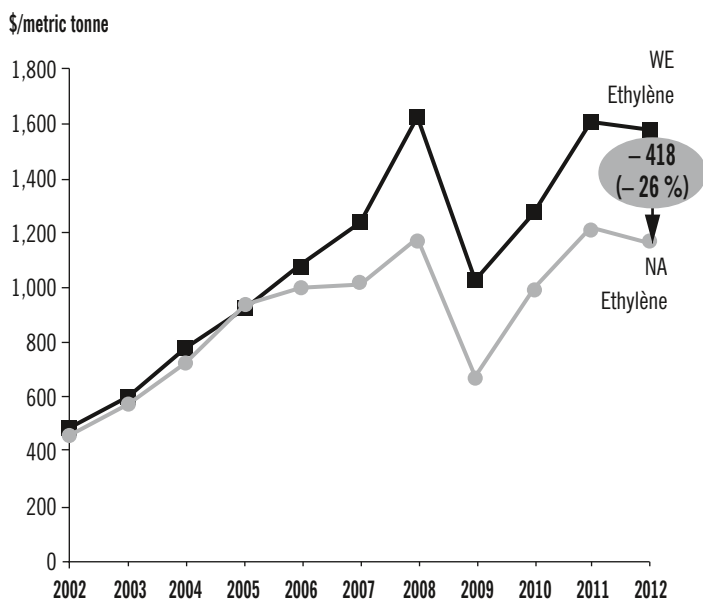
²⁶ Sources : Bloomberg, CMAI, État de l'Oregon et CEH.

²⁷ Non étudiées dans le détail dans ce rapport.

Les États-Unis sont, dès lors, en passe de devenir des exportateurs nets de produits chimiques. L'essor de la production des liquides de gaz naturel et la baisse des prix de ces gaz annexes (comme l'éthane) ont eu plusieurs effets, et notamment :

- une stimulation des investissements dans de nouvelles capacités de production d'éthylène et de ses dérivés aux États-Unis²⁸ ;
- un impact positif sur la compétitivité de l'ensemble des filières aval américaines. Ainsi, dans le cas de l'éthane, les prix observés en 2012 s'établissaient aux alentours de 200 à 250 \$/tonne, quand en 2008 ils avaient atteint des pics à plus de 660 \$/tonne. L'industrie pétrochimique américaine a donc progressivement modifié son appareil productif et convertit ses vapocraqueurs²⁹ du naphta à l'éthane.

Figure 10 : Évolution des prix de l'éthylène en Europe et aux États-Unis
(WE : *Western Europe* (Europe de l'Ouest) ; NA : *North America* (États-Unis))



Sources : Bloomberg, CMAI, État de l'Oregon, HS.

²⁸ *Impact du développement du gaz de schiste...*, *Op. cit.* Une vingtaine de projets d'expansion des capacités installées ou de construction de nouvelles capacités de production ont été annoncés entre 2011 et l'automne 2013, bien que les bénéfices ne seront réellement visibles qu'à l'horizon 2016-2017, compte tenu de la durée nécessaire au déploiement de ces nouvelles capacités

²⁹ Un vapocraqueur est une unité qui « craque » (sépare les molécules) des coupes pétrolières ou gazières à très haute température. Cette opération de pétrochimie permet par exemple d'obtenir, à partir de naphta, de l'éthylène et du propylène, qui une fois transformés produiront des polymères.

Au-delà de la chimie, l'ACC estime que les huit filières aval les plus directement impactées par la baisse des prix du gaz naturel et des liquides de gaz naturel devraient créer près de 1,2 millions d'emplois entre 2015 et 2020 (s'ajoutant aux 600 000 emplois créés en 2012 dans les filières amont), soit une augmentation de 35 % des effectifs de ces filières et de près d'1 % de la population active américaine **et générer près de 340 Mds\$ de chiffre d'affaires additionnel sur la période, grâce à l'essor du gaz de schiste.**

**Tableau 2 : Exposition des huit principales industries
aval aux gaz de schiste en mars 2013**

	Consommation annuelle de gaz (Gm ³)	Part du gaz naturel dans la consommation totale d'énergie (%)	Chiffre d'affaires additionnel dû aux gaz de schiste entre 2015 et 2020 (Mds\$)	Total des emplois créés
Chimie	48,6	33 %	214,1	619 192
Plastiques et produits caoutchouc	3,6	38 %	77,3	346 451
Papier	13,1	20 %	11,4	45 541
Acier et fer	10,7	35 %	15,7	58 581
Verre	4,3	53 %	1,9	9 401
Aluminium	5,1	49 %	4,8	16 482
Fonderies	3,4	44 %	1,6	8 669
Fabrication de produits métalliques	6,7	61 %	14,8	74 482
Total	95,6	3,33 %	341,6	1 178 799

Source : ACC.

Les gains de chiffre d'affaires liés à l'essor du gaz de schiste sont significativement supérieurs à ceux observés dans les autres industries dans lesquels ils restent marginaux (compris entre 2 et 5 % du chiffre d'affaires 2012). Ce différentiel s'explique, dans le cas de l'industrie chimique, par un double effet positif : un gaz source d'énergie plus abondant et moins cher, ainsi qu'un accès à des matières premières dérivées du gaz moins chères et en plus grandes quantités (principalement les dérivés de l'éthylène). **La baisse du prix du gaz naturel américain a ainsi bénéficié à la compétitivité de l'ensemble de l'économie américaine.**

1.1.3. L'exploitation du gaz de schiste contribue à la transition énergétique américaine

Les énergies renouvelables (hors énergie d'origine hydraulique) sont la source d'énergie ayant connu la plus forte croissance dans la production d'électricité américaine sur la période 2002-2012³⁰. **Au total, la part des énergies fossiles dans le mix électrique des États-Unis (gaz, charbon et pétrole) a baissé de 3 % au cours de la dernière décennie (passant de 71 à 69 %), tandis que celle des renouvelables a augmenté de 3 % (passant de 2 à 5 %).** L'EIA estime qu'en 2040, 35 % de l'électricité consommée aux États-Unis sera issue du gaz naturel et 32 % du charbon.

Cette évolution du mix électrique a facilité la réduction des émissions de CO₂ aux États-Unis. Ces dernières ont diminué de plus de 2 % entre 2010 et 2011 et de plus de 8 % depuis 2005. Environ 50 % de cette baisse est attribuable à la réduction des émissions liées à la combustion d'énergie fossile pour produire de l'électricité. Au cours du premier trimestre 2012, les émissions de CO₂ américaines liées à la consommation d'énergie étaient au niveau le plus bas (pour cette même époque de l'année) depuis 1992. Cela s'explique notamment par le basculement de la production électrique de centrales au charbon vers davantage de centrales à gaz³¹. **Ces chiffres sont conformes aux objectifs environnementaux du pays, en particulier à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de 17 % en 2020 par rapport à 2005,** ce qui prouve que le développement du gaz de schiste n'a pas entravé ces progrès.

Illustrations de la bascule du mix électrique du charbon vers le gaz

En 2013, la compagnie *Los Angeles Water and Power Company* a annoncé vouloir arrêter sa production d'électricité à base de charbon d'ici 2025. Pour cela, elle envisage de vendre une de ses centrales à charbon en Arizona et de convertir une autre, dans l'Utah, au gaz naturel³².

De même, en février, *Duke Energy* a indiqué qu'au lieu de maintenir sa centrale nucléaire de Crystal River en Floride, celle-ci serait fermée et remplacée par des centrales à gaz³³.

Enfin en août, le groupe *Entergy* a annoncé la fermeture d'une de ses centrales nucléaires dans le Maine d'ici la fin de l'année 2014 en raison de la concurrence du gaz depuis le boom du gaz de schiste qui tire les prix de l'énergie vers le bas ainsi que de l'importance des coûts d'entretien de la centrale nucléaire³⁴.

³⁰ Agence de protection de l'environnement américaine (EPA).

³¹ Fin 2011, il restait 589 centrales à charbon aux États-Unis, soit 7 % de moins qu'en 2002, produisant 14 % de moins d'électricité qu'en 2005, alors même que la consommation d'électricité est restée quasiment stable sur la période 2008-2011 (+ 0,45 %).

³² « Les centrales à gaz font florès aux États-Unis », *Les Echos*, 8 avril 2013.

³³ *Ibid.*

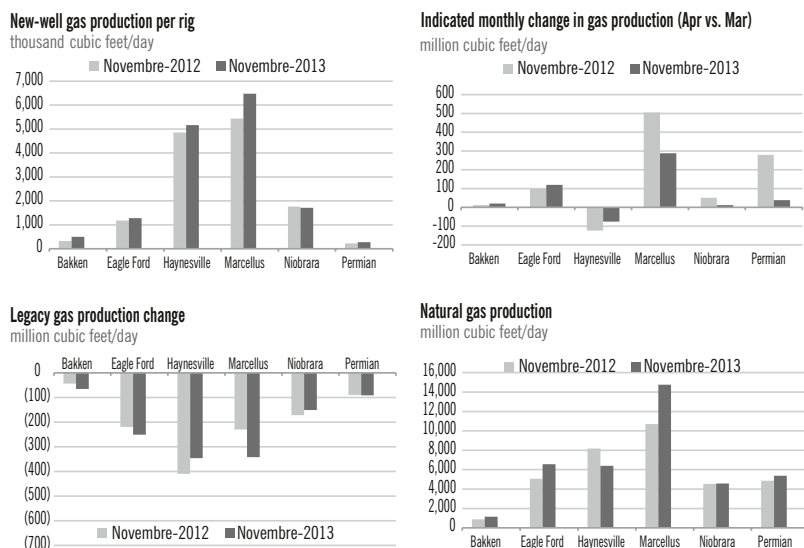
³⁴ « États-Unis : une centrale nucléaire ferme à cause des gaz de schiste », *Le Point*, 28 août 2013.

1.1.4. Des perspectives encourageantes portées par des progrès technologiques continus

Avec l'amélioration des techniques d'estimation des réserves et de l'apprentissage, les perspectives restent encourageants aux États-Unis :

- d'une part, **la pérennité des réserves est assurée par un progrès technique constant**. L'évaluation des réserves exploitables de gaz est à ce stade une science imprécise et en constante évolution. Ainsi, malgré la production croissante de gaz de schiste depuis 2008, les réserves prouvées de gaz naturel américaines auraient, selon l'ACC, augmenté d'un tiers entre le milieu des années 2000 et 2010 grâce à une meilleure connaissance du potentiel du sous-sol ;
- d'autre part, **l'effet d'apprentissage et les progrès technologiques constants devraient contribuer à améliorer les ratios de gaz récupérés par puits³⁵** et accroître les capacités d'extraction de chaque puits. Ainsi à long terme l'avenir est plus une question de rationalité économique des projets de gaz de schiste que de défi technologique. À ce titre, la construction en cours de nouvelles installations pétrochimiques et de terminaux de liquéfaction pourrait contribuer au rééquilibrage des prix sur le marché et donc accroître le spectre des puits de gaz de schiste techniquement exploitables et économiquement rentables.

Figure 11 : Évolution de la production issue des puits de gaz de schiste américains entre 2012 et 2013 et de son amélioration grâce à celle des technologies



Source : EIA, *Drilling Productivity Report*, mars 2014.

³⁵ Le taux de récupération est aujourd'hui d'environ 20 % grâce à la fracturation – contre plus de 90 % pour le gaz conventionnel.

1.2. DES CONSÉQUENCES DIRECTES SUR L'ÉCONOMIE EUROPÉENNE

Bien que localisé aux États-Unis, le développement du gaz de schiste a d'ores et déjà des répercussions sur l'économie européenne via les marchés mondiaux de l'énergie, des matières premières et des biens intermédiaires. En particulier, les industries gazo-intensives européennes se trouvent en situation de désavantage compétitif.

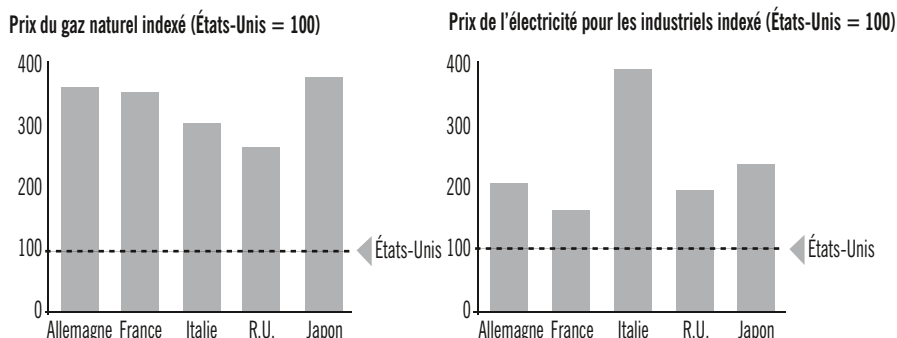
1.2.1. La fragilisation des marchés de l'énergie

■ Un écart de prix croissant entre les États-Unis et l'Europe

Alors que les prix du gaz américains et européens restaient relativement comparables jusqu'à la fin des années 2000, le boom du gaz de schiste aux États-Unis a durablement changé les dynamiques de ces marchés et **les prix du gaz européen sont aujourd'hui plus de trois fois supérieurs à ceux des États-Unis**. Ainsi, alors que le prix du gaz américain a été divisé par plus de trois entre 2008 et 2012, les prix du gaz européen sur les marchés *spot* continuaient d'augmenter du fait de la baisse de la production de gaz conventionnel de l'Union européenne et d'une diversification parfois trop limitée de ses fournisseurs, et ce en dépit des mesures visant à encadrer le coût de l'énergie pour les industries intensives initiées par plusieurs pays dont la France et l'Allemagne.

À moyen terme, **les prix du gaz américains devraient rester durablement plus faibles** (même si une hausse de leur niveau est prévue : ils ont déjà atteint 3,7 \$/MMBTU en 2013) en raison d'une offre très abondante et des coûts liés à l'importation du gaz (par pipeline ou méthanier) pour les marchés européens et asiatiques. À l'inverse, en Europe où 67 % de la consommation de gaz naturel était issue de ses importations en 2011 (plus de 90 % pour la France), la dépendance énergétique devrait continuer de croître, selon la Commission européenne, et accentuer le désavantage compétitif des industries européennes intensives en énergie.

Figure 12 : Différentiel de prix pour le gaz et l'électricité entre les États-Unis et l'Europe



Source : BCG. Indices calculés sur la base des prix moyens de l'énergie 2012 annoncés par l'EIA.

Par ailleurs, selon la Commission de régulation de l'énergie (CRE)³⁶, **la baisse des importations américaines de GNL a déjà libéré d'importantes quantités de gaz. Ces dernières ont permis de répondre à une partie de la demande asiatique et, dans une moindre mesure, européenne.** En Europe, la disponibilité de ressources en GNL combinée à la morosité de la demande en gaz domestique et au développement de l'offre de gaz du Moyen-Orient a conduit à une inversion des *spreads*³⁷ sur le marché du gaz européen entre prix *spot* et prix de long terme. Certains contrats de fourniture long terme de gaz se sont alors retrouvés hors de la monnaie, une situation qui selon certaines clauses contractuelles ouvre la voie à la renégociation des prix du gaz. Cela s'est traduit par **l'augmentation du nombre de démarches intentées par des entreprises gazières européennes contre leurs fournisseurs de gaz afin d'obtenir la renégociation des clauses d'indexation du prix du gaz sur celui du pétrole** pour mieux tenir compte de l'évolution des prix de marché du gaz. Ces démarches ont concerné notamment le fournisseur Gazprom, dont la France dépend à 26,8 % pour ses approvisionnements en gaz et l'Allemagne à 44,9 %³⁸.

Cas de renégociation des contrats de fourniture de gaz de long terme entre l'Europe et ses fournisseurs³⁹

Juillet 2012 : à l'issue d'une procédure d'arbitrage, **E.ON** annonce avoir obtenu de Gazprom, son principal fournisseur de gaz, le remboursement de 1,3 Md\$ sur des achats réalisés fin 2010⁴⁰. Gazprom a dû faire des concessions, notamment sur les contrats de long terme dits

³⁶ Commission de régulation de l'énergie, *Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel. Rapport 2012-2013*, octobre 2013.

³⁷ Un *spread* désigne le différentiel entre deux taux sur un marché financier.

³⁸ « Russie : la nouvelle guerre froide ? », *Outre-terre - Revue de géopolitique*, Érès, n° 19, 19 juin 2008.

³⁹ Liste non exhaustive.

⁴⁰ « Prix du gaz : E.ON fait plier Gazprom, GDF Suez gagne petit », *La Tribune*, 8 juillet 2012.

take or pay, qui obligent l'acheteur à payer tout ou partie des volumes de gaz sur lesquels il s'est engagé, qu'il les utilise ou non. Alors que la formule de calcul du prix, gardée secrète par les deux parties, est en large partie indexée sur les cours du pétrole, le vice-président de Gazprom a révélé qu'un petit coefficient de la formule serait désormais lié au cours du charbon.

Octobre 2012 : **GDF Suez** indique que des discussions régulières et récurrentes sont menées entre le groupe et ses principaux fournisseurs sur l'adaptation des contrats de long terme aux conditions de marché⁴¹. La presse révèle que la part de gaz suivant les évolutions des prix de marché dans la formule de calcul des tarifs en France est passée en début d'année à près de 26 % contre 10 % auparavant, grâce notamment aux renégociations menées avec Gazprom, Statoil ou encore Sonatrach.

Juin 2013 : l'opérateur italien **ENI** annonce être parvenu à un accord avec Gazprom concernant la baisse du prix de ses importations de gaz russe pour 2013. Les deux entreprises se sont également engagées à achever la renégociation des contrats pour 2014 et au-delà d'ici la fin de l'année 2013⁴². Gazprom assure près de 25 % de la fourniture en gaz de l'Europe. Ces renégociations sont intervenues dans un contexte de baisse de la demande internationale en gaz notamment due à l'essor du gaz de schiste aux États-Unis.

Juillet 2013 : **RWE** obtient gain de cause auprès d'un tribunal arbitral dans le cadre du litige sur la fixation des prix du gaz qui l'opposait à Gazprom, son fournisseur. Selon la presse, Gazprom est tenu de lui rembourser le trop perçu depuis mai 2010 (estimé à plus d'un milliard d'euros) et d'ajuster sa formule de calcul de prix afin de mieux tenir compte des évolutions du marché *spot* et moins de celles des cours du pétrole⁴³.

■ La déstabilisation du système électrique

Le développement du gaz de schiste aux États-Unis n'a pas eu d'impact direct sur les prix européens de l'électricité. Il a en revanche pesé négativement sur la stabilité et la flexibilité des marchés électriques des pays de l'Union européenne.

En effet, le basculement du mix électrique américain vers plus de gaz a déplacé vers l'Europe des volumes de charbon qui étaient auparavant brûlés localement et a fait baisser le prix du charbon en Europe (– 30 % environ depuis 2011). L'augmentation continue des prix du gaz européen a pesé négativement sur la compétitivité des centrales à gaz. Ces phénomènes combinés à la déficience du marché des droits CO₂ en Europe **ont rendu les centrales**

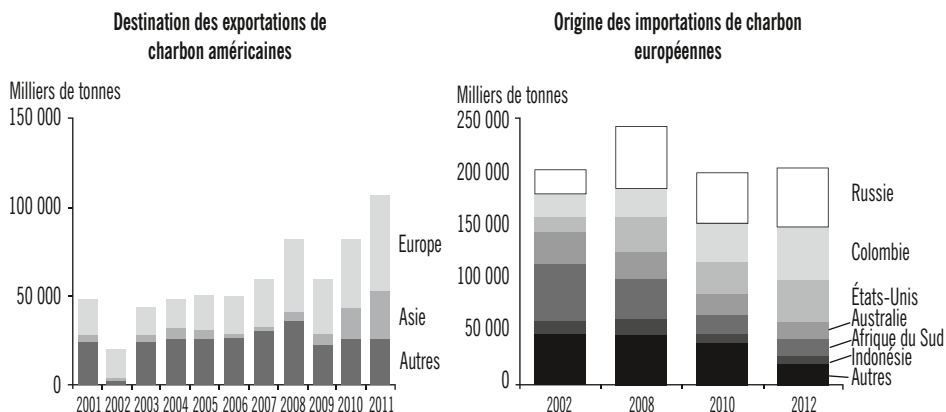
⁴¹ « GDF Suez a renégocié ses contrats d'approvisionnement en gaz », *Le Nouvel Observateur*, 23 octobre 2012.

⁴² Sources : ENI, presse.

⁴³ « Gazprom contraint de rembourser RWE : un précédent », *Le Figaro*, 2 juillet 2013.

électriques fonctionnant au charbon plus compétitives que les centrales fonctionnant au gaz, retirant ces dernières du marché (30 GW de capacité de centrales au gaz mises « sous cocon » fin 2013 en Europe) et faisant baisser le prix de gros de l'électricité.

Figure 13 : Le charbon américain alimente de plus en plus les marchés européens



Sources : EIA, Eurostat.

En parallèle, la production d'électricité à partir de centrales éoliennes ou solaires a continué à se développer (passant de moins de 1 % du mix électrique européen en 2000 à plus de 5 % en 2010). Cette dynamique a été source de pressions supplémentaires sur le prix de gros. Par exemple en Allemagne, les prix de gros étaient de 55 €/MWh début 2011 et de 38 €/MWh fin 2013. En définitive, le prix final de l'électricité pour le consommateur, qui inclut le coût des subventions aux énergies renouvelables, n'a pas diminué : la baisse du prix de gros observée ne constitue donc pas un gain de compétitivité sur les prix industriels finaux.

Le marché électrique européen a, par conséquent, évolué vers une situation fragilisée où la baisse des prix de gros met en péril l'activité classique de génération d'électricité centralisée et où la coexistence de moyens de production peu flexibles (centrales au charbon) avec des moyens de production intermittents (solaire et éolien) déstabilise le fonctionnement de marché (apparition de prix négatifs, par exemple un prix de – 100 €/MWh le 16 juin 2013 en Allemagne) **et fait peser un risque de black-outs⁴⁴.**

Ces réalités soulignent le **dysfonctionnement du marché de l'électricité en Europe** mais sont amenées à évoluer à court terme, conformément aux nouvelles orientations adoptées par la Commission européenne sur les subventions aux énergies renouvelables. Le système des aides accordées aux énergies renouvelables fait l'objet d'une refonte d'ensemble au niveau européen

⁴⁴ Un black-out désigne une panne de courant.

dans le cadre du réexamen des lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement⁴⁵. La pratique de l'obligation d'achat à un prix supérieur à celui du marché est aujourd'hui contestée, notamment pour les filières matures (éolien *onshore* ou photovoltaïque).

1.2.2. Le désavantage compétitif subi par l'industrie

L'essor du gaz de schiste américain a eu un impact très pénalisant pour les industries européennes. Un différentiel de prix significatif entre les produits américains et européens est apparu du fait de deux facteurs :

- le différentiel de coût des matières premières (liquides de gaz naturel) ;
- le différentiel de prix de l'électricité, en moyenne deux fois plus élevé qu'aux États-Unis.

Ainsi, la pétrochimie européenne fait face, depuis la fin des années 2000, à une profonde crise et son activité pétrochimique a ralenti, à l'image des sites de production d'éthylène dont les taux d'utilisation sont tombés en dessous de 80 % pour la première fois en 2013, alors que la moyenne sur les vingt dernières années s'élevait à plus de 88 %. **À terme, ces baisses d'activité devraient se traduire par une accélération du rythme de fermeture de sites en Europe, faisant peser un risque sur l'emploi au sein de la filière**⁴⁶.

Par ailleurs, du point de vue de la gestion des approvisionnements, les industriels américains peuvent contracter à long terme leurs achats de gaz en dehors des contrats de gré à gré de long terme sur les marchés *spot*, alors que les Européens ne peuvent acheter du gaz au-delà de 2-3 ans⁴⁷. **Ces disparités ont bouleversé l'équilibre des marchés mondiaux de la chimie en créant un avantage compétitif massif pour les industriels de la chimie américaine** ayant accès à des matières premières et à une énergie à prix durablement réduit⁴⁸.

On notera que le manque de compétitivité des manufactures européennes s'explique également en partie par d'autres facteurs pénalisant l'industrie européenne (installations vieillissantes, réglementation plus stricte et contraignante comme REACH⁴⁹, système ETS, prix du naphta et du gaz européen en hausse).

⁴⁵ Communiqué de presse de la commission de l'Union Européenne, *Aides d'État : la commission adopte de nouvelles règles sur les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie. Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020*, adoptées le 9 avril 2014.

⁴⁶ La chimie européenne emploie plus d'1,2 million de personnes selon le Conseil européen de l'industrie chimique (CEFIC).

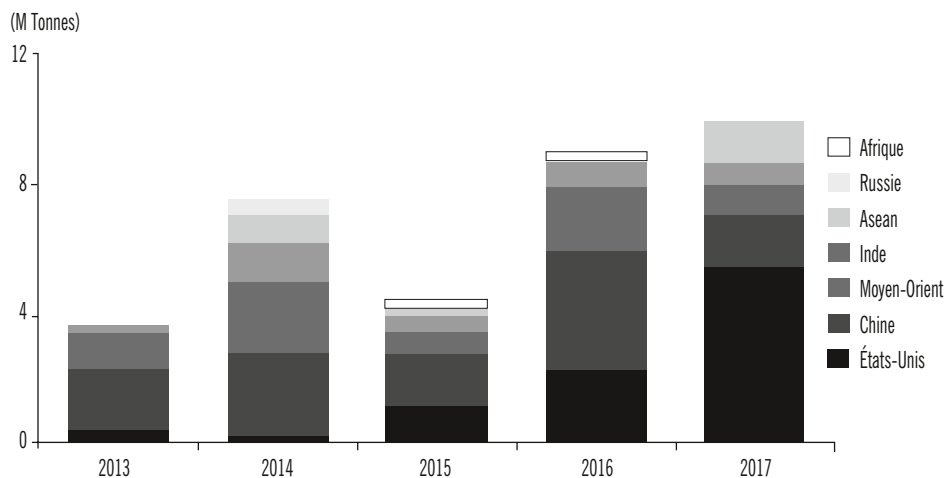
⁴⁷ Débat national sur la transition énergétique, *rapport du groupe de contact des entreprises de l'énergie*, juin 2013.

⁴⁸ À titre d'exemple, la pétrochimie européenne à base de naphta (éthylène, propylène et, en aval immédiat, grands plastiques type polyéthylène, polypropylène, polystyrène et PVC) présente des écarts de coût complet de 25 à 30 % avec les États-Unis. D'ici 2020, la concurrence des produits américains devrait augmenter alors que les investissements en nouvelles capacités de production devraient être pleinement opérationnels d'ici 2016-2017. *Rapport du groupe de contact des entreprises de l'énergie*, Op. cit.

⁴⁹ REACH est le règlement de l'Union européenne sur l'enregistrement, l'évaluation, l'autorisation et les restrictions des substances chimiques, en vigueur depuis le 1^{er} juin 2007.

Les conséquences de cette situation sont d'ores et déjà observables au niveau des capacités européennes installées. En effet, il n'y a pas eu de construction de nouveaux vapocraqueurs en Europe depuis le milieu des années 1990⁵⁰ et on estimait en 2013 qu'il y avait 15 % de surcapacité au sein de l'industrie pétrochimique européenne, et ce en dépit des fermetures de sites déjà survenues⁵¹.

Figure 14 : Projets d'installation de nouvelles capacités de production d'éthylène dans le monde



Sources : ICIS, HIS, METI, Platts, EIA, AIE, IFRI.

Récentes fermetures observées dans la pétrochimie européenne⁵²

Octobre 2012 : **Dow Chemical a annoncé le recentrage de son activité aux États-Unis** et la fermeture d'une vingtaine de sites à travers le monde et notamment en Europe de sites de polyéthylène aux Pays Bas et en Belgique⁵³.

Avril 2013 : **le conglomérat pétrochimique saoudien Sabic annonce la suppression de 1 050 emplois et la fermeture de certains actifs en Europe dans le cadre d'un vaste plan de restructuration.** Sabic est implanté aux Pays-Bas, en Allemagne, au Royaume-Uni, en Italie, en Autriche, en Belgique et en Espagne. En marge de cette réduction de voilure en Europe,

⁵⁰ *Impact du développement du gaz de schiste..., Op. cit.*

⁵¹ « L'essor des gaz de schiste américains menace la pétrochimie européenne », *Les Echos*, mars 2013.

⁵² Liste non exhaustive.

⁵³ « L'Europe a perdu du terrain dans le monde des plastiques », *Le Monde*, 25 octobre 2012.

le PDG du groupe a annoncé être en discussions pour un partenariat avec plusieurs firmes américaines dans l'industrie chimique domestique (projets de craquage des hydrocarbures lourds)⁵⁴.

Septembre 2013 : **Total annonce la fermeture du vapocraqueur qui transforme le naphtha pétrolier en dérivés pétrochimiques situé sur le site de Carling en Moselle.** Prévue au deuxième semestre 2015, 210 emplois devraient être impactés, même si le groupe s'engage à ne procéder à aucun licenciement mais à un redéploiement sur d'autres activités. Le groupe indique que le marché européen de la pétrochimie est confronté à des surcapacités durables et à une concurrence internationale croissante, principalement aux États-Unis et au Moyen-Orient. Cette décision a été prise alors que le vapocraqueur est déficitaire (environ 100 millions d'euros de pertes par an). La fermeture d'un premier vapocraqueur à Carling avait déjà été décidée en 2009. Une fois cette fermeture effective, Total n'opérera plus que trois vapocraqueurs de ce type en France et deux sur son site belge d'Anvers.

Novembre 2013 : **Arkema annonce la fermeture du site français de Chauny, considéré comme en perte depuis des années.** L'usine fabrique des produits chimiques intermédiaires à destination de l'industrie du PVC plastifié, des résines polyesters et des résines alkydes pour les peintures⁵⁵.

Décembre 2013 : **le groupe américain Celanese confirme la fermeture de ses deux sites européens (situés en France à Roussillon et en Espagne à Tarragone).** Ces sites produisaient respectivement de l'anhydride acétique et des monomères d'acétate de vinyle. Les fermetures ont été justifiées par la revue stratégique des sites de production du groupe et la décision de se concentrer sur les sites générant des économies d'échelle suffisantes⁵⁶.

1.2.3. La réduction des émissions européennes ralentie par le gaz de schiste américain

Le développement du gaz de schiste aux États-Unis a indirectement conduit à une moindre réduction des émissions de CO₂ en Europe. Ainsi celles-ci ont-elles baissé de 2 % entre 2010 et 2011, alors qu'elles auraient baissé deux fois plus si la part du charbon dans la production d'électricité de l'Union européenne n'avait pas augmenté au détriment du gaz naturel au cours de ces dernières années.

⁵⁴ « La saoudienne SABIC va construire une usine de craquage d'hydrocarbures », *legazdeschiste.fr*, 9 avril 2013.

⁵⁵ Article du site « Arkema confirme la fermeture de l'usine de Chauny », *L'Usine Nouvelle*, 7 novembre 2013 et communiqué de presse Arkema.

⁵⁶ Communiqué de presse Celanese, novembre 2013.

Cependant, la transition énergétique européenne est en cours et en 2012 les énergies renouvelables représentaient plus de 18 % du mix électrique européen (dont 12,2 % pour la seule énergie hydraulique). **Dans ce contexte, le développement de projets d'exploitation de gaz de schiste en Europe pourrait, en se substituant à la production issue d'autres énergies fossiles, être bénéfique à l'intensité en carbone du mix électrique européen.**

1.3. PLUSIEURS PAYS JUSQUE-LÀ RÉTICENTS FONT ÉVOLUER LEURS POSITIONS

Hormis le cas de la Pologne qui a d'emblée fait de l'exploitation du gaz de schiste une priorité nationale, d'autres pays en Europe et dans le monde, après avoir initialement adopté une attitude prudente, ont décidé d'assouplir leur réglementation et de favoriser l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste. Ces évolutions se sont à chaque fois accompagnées d'une meilleure prise en compte des inquiétudes et des risques environnementaux soulevés par les populations locales *via* l'introduction d'études d'impact environnemental (optionnelles ou non) et la réalisation d'études amont sur les risques liés aux projets d'exploration et d'exploitation.

1.3.1. La Pologne, fer de lance de l'exploitation en Europe

La Pologne a fait de l'exploitation du gaz de schiste une priorité nationale. La volonté affichée du gouvernement polonais est de garantir son indépendance énergétique en réduisant avant tout sa dépendance aux importations de gaz russe qui y représentent 60 % de la consommation de gaz.

Au regard des ressources potentiellement disponibles dans ce pays, **la production de gaz de schiste pourrait atteindre 12 Gm³ en 2025 et permettrait de créer 510 000 emplois ainsi que d'accroître le PIB de 0,8 point entre 2019 et 2025⁵⁷.** Ces retombées économiques majeures seraient en outre accompagnées de recettes fiscales conséquentes, qui pourraient s'élever à 87 milliards de nouveaux zlotys (environ 21 Mds€) sur la période 2012-2025.

La réduction des émissions de CO₂ constitue la motivation seconde mais non secondaire à l'exploitation du gaz de schiste qui permettrait à la Pologne de substituer le gaz naturel au charbon. Enfin, la volonté de la Pologne de s'afficher comme leader européen est un moteur essentiel à l'exploitation de cette ressource gazière. Dans l'optique d'encourager les compagnies pétrolières à explorer les puits d'ores et déjà identifiés, les pouvoirs publics ont récemment imposé aux compagnies polonaises (pétrolières ou non) d'investir dans la recherche de gaz de schiste afin d'en accélérer le développement et le financement.

⁵⁷ Sylvie Cornot-Gandolphe, *Gaz de schiste en Pologne, au Royaume-Uni, et au Danemark : vers un modèle européen ?*, IFRI, janvier 2014 et PKN Orlen, *Gas (R)evolution in Poland*, 2012.

Depuis 2007, les résultats de cette volonté politique sont tangibles : **108 concessions ont été octroyées** par le ministère de l'Environnement polonais, autorité centrale compétente en la matière, à une trentaine de compagnies nationales et internationales, telles que Chevron, Exxon, ENI, BNK Petroleum, PGNiG, Lotos, etc. Toutefois, la méthode des appels d'offres a été rendue obligatoire et s'est substituée à celle initiale du « *first come-first served* » pour attribuer les concessions par la nouvelle loi minière, prise à la suite d'un arrêt du 27 juin 2013 de la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) qui avait jugé ce mode d'attribution des permis d'exploration non conforme à la législation européenne⁵⁸.

Ainsi, la période caractérisée par l'acquisition des surfaces minières laisse désormais place à la phase active d'évaluation/prospection (acquisition de données sismiques, forages d'exploration et tests de production) et de création de *joint-ventures* pour financer cette exploration. A la mi-2013, 46 puits d'exploration avaient été forés, dont 19 stimulés par fracturation hydraulique (13 puits verticaux et 6 puits horizontaux).

Alors que les résultats sont encore incertains puisque le gaz naturel découvert demeure en quantité commerciale insuffisante, le cadre législatif et réglementaire est en pleine évolution, notamment avec un nouveau projet de loi sur l'exploration et la production des hydrocarbures, conventionnels et non conventionnels actuellement soumis à l'approbation parlementaire.

La loi prévoit, notamment :

- la création d'un opérateur national, NOKE (Narodowy Operator Kopalni Energetycznych), société d'État, qui participera à tous les permis d'exploration et de production permettant une supervision de l'activité et un partage des bénéfices ;
- la mise en place d'un « fonds pour les générations » afin d'investir (à partir de 2019) les bénéfices de la production d'hydrocarbures pour soutenir la recherche et développement (R&D), la science et l'éducation, ainsi que les systèmes de retraite et de santé ;
- la création d'un cadre pour la revente des concessions et pour le passage de la concession d'exploration au permis de production : un seul permis d'exploration et de production est prévu ;
- l'évaluation de l'impact environnemental de la production du gaz de schiste est simplifiée, tandis qu'un décret d'application du 25 juin 2013 permet de dispenser d'une évaluation d'impact environnemental les forages d'exploration⁵⁹ ;

⁵⁸ Arrêt CJUE, quatrième chambre, Aff. C-569/10, 27 juin 2013, Manquement d'État, Directive 94/22/CE.

⁵⁹ *Gaz de schiste en Pologne, Op. cit.*

- l'introduction d'une nouvelle condition pour la participation des associations de défense de l'environnement désireuses de participer au processus d'évaluation des impacts environnementaux : seules les organisations établies au moins 12 mois avant la date à laquelle le processus démarre seront autorisées à participer.

Enfin, la fiscalité applicable à la production d'hydrocarbures conventionnels et non conventionnels assure à l'État des flux confortables de revenus. La réforme fiscale récemment adoptée crée deux nouvelles taxes : une redevance sur la production d'hydrocarbures, différente pour le gaz de schiste et les hydrocarbures conventionnels (1,5 % des revenus dans le cas du gaz de schiste, 3 % pour le gaz conventionnel), et une taxe de 25 % maximum sur les *cash-flows* liés à la production. Ces taxes s'ajoutent à l'impôt sur les bénéfices des sociétés (taxation à hauteur de 19 %).

Si les premiers forages d'exploration menés en Pologne n'ont pas donné les résultats escomptés, les industriels auditionnés s'accordent à dire que cette apparente déception correspond au déroulement habituel du processus d'estimation des réserves, qui est compris entre 3 et 5 ans.

1.3.2. En Europe, concilier le réalisme économique et la protection environnementale

■ Royaume-Uni : l'exploitation du gaz de schiste soumise à un encadrement strict

Le développement du gaz de schiste est envisagé au Royaume-Uni comme une opportunité à la fois de *maintenir une industrie gazière dynamique dans le pays*, au moment où les ressources en gaz naturel issues des exploitations *offshores* situées en Mer du Nord s'amenuisent et de **disposer d'une énergie de transition dans le cadre de l'objectif national de réduction des gaz à effet de serre de 80 % d'ici 2050**. À cet effet, le gouvernement a adopté une politique énergétique favorable à l'essor du gaz naturel dans le mix énergétique futur du pays, le gaz assurant la transition vers une économie bas carbone : adoption d'une taxe carbone favorisant la production d'électricité au gaz plutôt qu'au charbon ou au pétrole⁶⁰, programme de construction de 20 GW de centrales au gaz, poursuite du programme nucléaire (le Royaume-Uni possède 19 réacteurs produisant près de 20 % de son électricité).

Une étude du Bureau de recherche géologique britannique (*British Geological Survey*) a révélé l'existence potentielle de ressources en gaz de schiste dans le sous-sol britannique⁶¹. Les candidats à l'appel d'offre de l'année 2008 (*13th Round of Onshore Licensing*) pour la recherche d'hydrocarbures dans le sous-sol britannique ont montré leur intérêt pour la recherche d'hydro-

⁶⁰ *Financial Act 2000 Schedule 6 Climate Change Levy*.

⁶¹ Andrews, *The Carboniferous Bowland Shale gas study: geology and resource estimation*, British Geological Survey for Department of Energy and Climate Change, 2013.

carbures non conventionnels tels que le gaz de schiste. 97 permis ont été délivrés, dont cinq prévoyaient l'exploration de gaz de schiste.

Les travaux d'exploration se sont concentrés dans le bassin de Bowland principalement. Les premiers forages réalisés en 2010 et 2011 par Cuadrilla (trois forages d'exploration, dont une fracturation hydraulique) ont démontré l'existence de gaz en quantité commerciale. Toutefois, l'activité a été stoppée en mai 2011 à la suite du forage sur le puits de Preese Hall, Lancashire (Bowland shale), la fracturation hydraulique de la roche ayant provoqué deux secousses sismiques de faible magnitude (2,3 et 1,5). Le gouvernement britannique a alors suspendu toutes les opérations de fracturation hydraulique en cours dans l'attente d'une enquête visant à établir la provenance des secousses.

L'exploitant du site ayant confirmé l'existence d'un lien entre les secousses ressenties et les opérations de fracturation hydraulique menées, le ministère de l'Énergie (*Direction of Energy and Climate Change* ou DECC) a mandaté plusieurs experts indépendants afin qu'ils évaluent les risques réels découlant de la fracturation hydraulique. Ces derniers ont conclu que les risques concernant la santé, la sécurité et l'environnement étaient maîtrisables, tout en assortissant l'utilisation de la fracturation hydraulique d'un certain nombre de recommandations techniques⁶².

Sur la base de ces recommandations, le gouvernement a levé le moratoire sur la fracturation hydraulique en décembre 2012. Des conditions strictes de surveillance encadrent donc aujourd'hui l'exploration du gaz de schiste, notamment la possibilité pour les agences locales de protection de l'environnement d'ordonner une étude préalable d'impact environnemental ou encore l'obligation préalable à toute fracturation hydraulique de réaliser des études sur les failles de la région du puits.

■ **Danemark : une volonté d'exploitation du gaz de schiste dans le respect du droit de l'environnement**

Le Danemark a adopté une politique de transition énergétique ambitieuse afin de réduire les combustibles fossiles au profit des énergies renouvelables. En effet, d'ici 2020, l'éolien devrait fournir plus de 40 % de la production d'électricité du pays contre 20 % actuellement. **La décarbonation complète de la production d'électricité est prévue d'ici 2035 et celle du système énergétique d'ici 2050.** Afin d'atteindre l'indépendance complète vis-à-vis des combustibles fossiles, le gouvernement a mis en place une politique d'efficacité énergétique à long terme visant à réduire la consommation totale d'énergie de 7,6 % en 2020 par rapport à 2010.

⁶² The Royal Society and the Royal Academy of Engineering, *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing*, juin 2012.

Le gaz de schiste apparaît alors comme une possibilité de financement de cette transition vers une économie décarbonnée à condition qu'il soit produit de manière respectueuse de l'environnement⁶³. C'est une agence indépendante, l'Agence danoise pour l'énergie (*Danish Energy Authority* ou DEA) qui délivre les permis d'exploration et de production, et les autorités locales concernées approuvent ou non les projets. Actuellement, le Danemark a accordé deux licences d'exploration, codétenues par Total. Toutefois, les forages ont été repoussés dans l'attente d'études environnementales supplémentaires.

■ **Espagne : une impulsion du gouvernement central freinée par les particularismes locaux**

En octobre 2013, le gouvernement a amendé une loi de 1998 afin d'autoriser l'exploitation de ses ressources en gaz de schiste. En contrepartie, les nouvelles dispositions prévoient la réalisation d'études environnementales pour tous les projets qui utiliseraient la fracturation hydraulique.

Cependant, la répartition des compétences entre l'État central et les régions autonomes concernant l'exploration des hydrocarbures est incertaine. D'après les textes, les régions ont compétence pour imposer des normes environnementales aux exploitants et pour délivrer les permis. Or, certaines régions avaient voté un moratoire interdisant l'exploration du gaz de schiste sur leur territoire, telle que la Cantabrie, tandis que d'autres avaient accepté que des explorations soient menées sur leur territoire.

Le gouvernement central a voulu donner une portée nationale à l'amendement autorisant l'exploitation du gaz de schiste afin d'éviter que les particularismes régionaux ne constituent des freins. Ce passage en force a alimenté un conflit entre l'État et certaines régions qui ont menacé d'empêcher tout projet d'exploration.

À ce jour, le gouvernement central a introduit un recours contre le moratoire voté par la région de Cantabrie et s'efforce, en dépit du manque d'homogénéité de la législation espagnole sur l'exploration du gaz de schiste, d'améliorer l'attractivité du pays pour les investisseurs. A cet effet, il a notamment limité la durée d'étude environnementale de tous les projets à quatre mois tandis qu'auparavant, cette durée n'était pas limitée, ce qui avait découragé de nombreux investisseurs.

■ **Roumanie : la fin d'un moratoire et le choix de l'indépendance énergétique**

La Roumanie a levé en mars 2013 son moratoire sur l'exploration du gaz de schiste mis en place l'année précédente afin de limiter sa dépendance énergétique aux importations de gaz russe en dépit de la persistance de contestations locales.

⁶³ *Gaz de schiste en Pologne...*, Op. cit. et Natural Gas Europe, *Denmark Hoping for Shale Gas*, 25 janvier 2012.

Afin de surmonter ces contestations, à l'instar des protestations qui ont eu lieu au mois d'octobre 2013 contre l'exploitation de Chevron, les municipalités organisent des débats publics associant les habitants. Récemment, lors d'un débat organisé dans la municipalité de Bacesti, les participants se sont montrés favorables à l'exploration des terrains afin de déterminer la présence ou non de gaz de schiste.

■ **Allemagne : un moratoire de facto ?⁶⁴**

À la suite de la catastrophe de Fukushima notamment, l'Allemagne a entrepris un processus de transition énergétique (*Energiewende*) prévoyant la fermeture de toutes ses centrales nucléaires d'ici à 2022. L'Allemagne doit prévoir le remplacement de l'énergie nucléaire par d'autres sources d'énergie, parmi lesquelles le gaz naturel qui pourrait être une énergie de transition adéquate.

L'Allemagne importe actuellement près de 70 % de son énergie et environ 85 % de sa consommation de gaz (86 milliards de m³ de gaz naturel par an). Elle est largement dépendante du gaz russe et, dans une moindre mesure, norvégien. L'option du gaz de schiste est apparue comme un moyen de sécuriser son approvisionnement énergétique et de diminuer ses importations.

Les réserves de l'Allemagne en gaz de schiste ont été estimées en 2012 par l'Institut fédéral des géosciences et des ressources naturelles (*Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe* ou BGR) entre 0,7 et 2,3 TCF. Les réserves les plus conséquentes se trouveraient dans deux États : la Rhénanie du Nord-Westphalie et la Basse-Saxe.

L'opposition d'une partie de la sphère politique et de l'opinion publique a ralenti les négociations allant dans le sens d'une exploitation du gaz de schiste sur le sol allemand. Les initiatives citoyennes d'opposition à la fracturation hydraulique se sont ainsi regroupées sur le site « *Gegen Gasbohren* »⁶⁵.

Une étude⁶⁶ du ministère fédéral de l'Environnement, de la Préservation de la nature et de la Sécurité nucléaire (BMU) et de l'Agence fédérale environnementale (*Umweltbundesamt* ou UBA) a recommandé une exploitation très limitée et très encadrée du gaz de schiste sur le sol allemand. Cette étude a servi de support à la préparation du projet de loi soumis au Bundestag, qui incluait l'obligation de développer des études d'impact environnemental avant toute exploitation et production de gaz naturel, une information sur le traitement des eaux utilisées et l'interdiction de la fracturation hydraulique dans les zones d'eaux protégées et de sources minérales.

⁶⁴ Alexandra Vetter, « Shale gas in Germany – The current status », *Shale gas information platform*, octobre 2013.

⁶⁵ www.gegen-gasbohren.de

⁶⁶ Umweltbundesamt, *Environmental Impacts of Fracking Related to Exploration and Exploitation of Unconventional Natural Gas Deposits*, septembre 2013.

La présentation de ce projet de loi au Parlement a cependant été reportée en raison des élections fédérales de septembre 2013. En attendant la présentation du projet de loi, plusieurs permis d'exploration ont été accordés, dont 19 en Rhénanie du Nord-Westphalie ; cependant cet État, ainsi que la Hesse, ont instauré des moratoires sur la fracturation hydraulique (respectivement en mars 2011 et en juin 2013). *De facto*, les autorités minières allemandes n'ont délivré aucun permis impliquant la fracturation hydraulique au cours des deux dernières années.

Le nouveau gouvernement d'Angela Merkel, parvenu à une coalition entre CDU et SPD, ne s'est pas engagé sur un calendrier d'action, mais a annoncé des recherches sur le sujet tout en rappelant que l'accord de licences d'exploitation est du ressort des Länder.

Malgré l'absence d'une position officielle, le gouvernement allemand semble s'inquiéter de la sécurisation de ses approvisionnements, à la suite notamment du conflit ukraino-russe. Ainsi, en juin 2014 un courrier adressé par le ministre allemand de l'Économie, Sigmar Gabriel, au président de la commission des finances du Bundestag, détaille un projet législatif visant à favoriser les forages d'exploration ayant recours à la fracturation hydraulique⁶⁷. Selon ce document, l'Allemagne pourrait procéder dès 2015 à l'exploration de ses ressources en hydrocarbures de roche mère afin de réduire sa dépendance vis-à-vis de la Russie et de renforcer la compétitivité de ses industries. Le courrier détaille également les précautions de mise en œuvre qui seraient mises en place : des études d'impact environnemental seraient requises préalablement à toute fracturation celle-ci serait soumise à l'assentiment des autorités régionales de gestion de l'eau.

Dans d'autres pays européens, comme les Pays-Bas où le gouvernement devrait se pencher cette année sur des rapports indépendants étudiant en détail les effets de la fracturation hydraulique sur l'environnement, **la réflexion sur la méthode de fracturation hydraulique et ses enjeux environnementaux est toujours en cours.**

En **Italie**, le gouvernement a annoncé en juillet 2013 ne pas vouloir développer l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste du fait des questions environnementales en jeu ainsi que de l'incertitude des ressources dans le sous-sol italien.

⁶⁷ « Berlin prepares to allow fracking », *Financial Times*, 4 juin 2014.

**Figure 15 : Cartographie des positions européennes vis-à-vis
du gaz de schiste en juin 2014**



Sources : EIA, presse, BCG.

1.3.3. Dans le monde, la multiplication des politiques en faveur de l'exploration et de l'exploitation

■ Argentine : d'importantes ressources exploitées depuis 2011

L'Argentine, qui présenterait l'un des plus grands potentiels mondiaux de gaz de schiste d'après AIE, cherche à développer ses ressources en hydrocarbures. Ce pays est, aux côtés des États-Unis et du Canada, le plus gros producteur mondial de gaz de schiste. Contrairement à ses voisins, l'Argentine ne dispose pas d'un potentiel hydroélectrique très important et recourt

donc davantage aux énergies fossiles pour répondre à ses besoins en électricité. Les combustibles fossiles y représentaient ainsi 68,6 % de la production d'électricité en 2011 (pour 26,6 % d'énergies renouvelables – principalement l'hydroélectricité – et 4,8 % de nucléaire).

Derrière l'entreprise YPF (nationalisée en 2012), Total est le second opérateur gazier de l'Argentine. Si la fracturation hydraulique a été interdite par les gouvernements locaux dans cinq provinces, YPF a déjà foré des dizaines de puits de pétrole de schiste sur le plateau de Vaca Muerta, région du Nord de la Patagonie parmi les plus prometteuses au monde en réserves de gaz et pétrole de schiste, et signé un accord avec Chevron pour développer la production de pétrole de schiste. La province de Neuquén où se situe ce gisement est ainsi devenue depuis 2011 le fer de lance de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Argentine.

Malgré l'opposition d'une partie de la société civile, notamment des indiens Mapuche, YPF a annoncé son intention d'accélérer sa production sur le modèle des États-Unis. Poursuivant cet objectif et afin d'attirer des entreprises partenaires, l'Argentine a annoncé la présentation prochaine d'une nouvelle loi pétrolière renforçant les incitations à destination des investisseurs.

■ Canada : des disparités régionales en matière d'exploitation de gaz de schiste

Au Canada, un des principaux producteurs mondiaux de gaz naturel, l'industrie s'est tournée vers les hydrocarbures non conventionnels du fait de la diminution de la production de gaz naturel⁶⁸. L'extraction du pétrole de schiste se développe déjà dans les provinces de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, et des explorations sont en cours en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. La plupart des activités de production sont concentrées en Colombie-Britannique (bassins de Montney et de Horn River).

Les gaz non conventionnels représentent ainsi 15 % de la production nationale de gaz, et cette part pourrait s'élever à 50 % d'ici 2020⁶⁹. Le Canada dispose d'une grande expertise dans le domaine du forage et des hydrocarbures. Il est équipé en infrastructures et doté d'une réglementation conséquente et principalement provinciale dans la mesure où les provinces sont propriétaires et gestionnaires des ressources naturelles de leur territoire. Le développement des énergies non conventionnelles (pétrole et gaz de schiste) a conduit certaines provinces à mettre en place un moratoire et d'autres à développer un régime de redevances attractif pour les investisseurs.

Ainsi en Colombie-Britannique, malgré les craintes de l'opinion publique liées aux possibles impacts environnementaux, aucune pollution locale n'a été déplorée dans les aquifères tandis que les entreprises exploitantes sont légalement contraintes de rendre plusieurs informations

⁶⁸ Office national de l'Énergie, *L'ABC du gaz de schistes au Canada*, novembre 2009.

⁶⁹ « Gaz de schiste au Canada : de l'eau dans le gaz, et alors ? », *L'Express*, 28 février 2014.

publiques sur Internet (notamment sur la liste des additifs injectés). Le gaz de schiste y est exploré particulièrement dans le bassin de la rivière Horn, depuis le début des années 2000.

Par ailleurs, le Québec, tout en imposant un moratoire sur le gaz de schiste, a laissé la porte ouverte à l'extraction du pétrole de schiste dans le golfe du Saint-Laurent. À la suite d'une recommandation du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) de février 2011, le gouvernement du Québec a ainsi mandaté un comité d'experts pour réaliser une « *évaluation environnementale stratégique* » sur le gaz de schiste. Le rapport de synthèse, rendu public en février 2014, doit servir de base à la consultation publique qui se tiendra au printemps 2014.

■ Chine : des objectifs de production ambitieux

La Chine espère trouver dans l'exploitation du gaz de schiste une réponse à la demande énergétique accrue qu'elle connaît et qui s'accompagne d'un accroissement de la pollution atmosphérique en raison de l'usage intensif du charbon dans la production d'électricité.

L'estimation des ressources gazières dont la Chine dispose demeure incertaine : l'EIA les évalue à 31 500 Mds de m³ tandis que le ministère de la Terre et des Ressources chinois avance un chiffre de 25 000 milliards. Les gisements de gaz de schiste se trouvent essentiellement dans les deux bassins du Sichuan et du Tarim - avec d'autres possibilités difficilement accessibles⁷⁰ dans le Xinjiang (bassins de Turfan et de Junggar), dans les Ordos, le long du Golfe de Bohai et dans la région de Songliao, à 900 km au nord-est de Pékin.

En dépit de ces incertitudes, **un plan national de développement du gaz de schiste a été mis en place par le gouvernement chinois et vise des objectifs de production ambitieux** : 6,5 Mds de m³ de gaz d'ici 2015 et entre 60 et 100 Mds d'ici 2020⁷¹. Pour ce faire, une stratégie de rattrapage technologique mise en place dès 2008 se traduit par l'entrée d'entreprises occidentales dans ce secteur jusqu'alors étroitement contrôlé par l'État. Si les premiers appels d'offre pour l'exploration et la production de gaz de schiste, émis dès juin 2011, ont été remportés par des compagnies chinoises telles que la CNPC ou Sinopec, ces dernières ont conclu des partenariats en *joint-ventures* avec des groupes occidentaux : Shell et la CNPC, Total et la Sinopec notamment⁷².

La Chine semble en mesure de tenir les objectifs qu'elle s'était fixés et anticipe l'exploitation de 1,5 Mds de m³ de gaz d'ici la fin de l'année contre 200 millions en 2013⁷³. Néanmoins, l'avenir de l'exploitation du gaz de schiste en Chine reste soumis à de multiples incertitudes :

⁷⁰ Jean-Paul Yacine, « Gaz de schiste. Une priorité pour la Chine et les États-Unis », *QuestionChine.net*, mars 2013.

⁷¹ « La Chine, l'autre pays du schiste », *Atlantico*, 21 mars 2013.

⁷² Le 26 mars 2013 a été rendu public un projet de *joint-venture* entre CNPC et Royal Dutch Shell qui a déclaré vouloir investir 1 Md\$ dans le gaz de schiste en Chine.

⁷³ « La Chine devrait respecter ses objectifs de production de gaz de schiste d'ici 2015 », *www.legazdeschiste.fr*, 4 mars 2014.

pour des raisons géologiques et géographiques, l'exploitation des ressources nécessite des infrastructures conséquentes. Le coût moyen d'un forage est ainsi estimé à 100 millions de yuan (environ 12 millions d'euros).

D'un point de vue environnemental, le gaz de schiste est présenté en Chine comme une énergie peu polluante relativement au charbon. Cependant, d'importantes inquiétudes sont liées aux besoins en eau nécessaires pour fracturer (13 000 m³ par fracturation). C'est en partie pour cette raison qu'aucun permis n'a encore été émis pour la région du Tarim en situation de stress hydrique⁷⁴. Enfin, la dernière inconnue réside dans la réaction de la société civile. Si aucune protestation sérieuse ne s'est encore produite sur le sujet, depuis la fin des années 2000 des mouvements locaux tels que NIMBY se multiplient.

■ **Afrique du Sud : la fin d'un moratoire et la préparation d'un projet de loi en vue de l'exploration et l'exploitation prochaine du gaz de schiste**

L'Afrique du Sud a d'abord levé en 2012 son moratoire sur l'exploration du gaz de schiste avant de présenter en octobre dernier un projet de loi visant à autoriser son exploration et son exploitation par fracturation.

L'exploration pourrait débuter prochainement : la ministre sud-africaine des Mines, Susan Shabangu, a ainsi déclaré en février 2014 que les réglementations techniques définitives allaient être publiées sous peu, renouvelant son intention d'exploiter le gaz de schiste afin d'améliorer la sécurité énergétique du pays⁷⁵.

■ **Algérie : la révision législative en vue de faciliter l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste**

L'Algérie a révisé en 2013 sa loi sur les hydrocarbures en vue de favoriser l'exploration et la production du pétrole et du gaz non conventionnels, dont le gaz de schiste. Youcef Yousfi, ministre de l'Énergie et des Mines, a déclaré en février 2014 son intention d'étudier le développement des ressources en hydrocarbures non conventionnels⁷⁶.

Dans ce contexte d'impact effectif sur l'économie nationale aujourd'hui (différentiel de compétitivité entre l'Europe et les États-Unis, impact sur les marchés de l'énergie européens), d'impact potentiel en cas d'exploitation (vecteur de réindustrialisation, création de valeur et d'emplois directs et indirects) et alors que des pays jusque-là réticents font évoluer leur position, **la place du gaz de schiste dans le mix énergétique et industriel français mériterait d'être désormais débattue dans le cadre du projet de loi sur la transition énergétique.**

⁷⁴ « La Chine aussi se lance dans l'extraction de gaz de schiste », *www.enerzine.com*, 18 avril 2012.

⁷⁵ « Gaz de schiste : l'Afrique du Sud à deux doigts d'autoriser l'exploration », *Jeune Afrique*, 4 février 2014.

⁷⁶ « Le ministre Youcef Yousfi : "L'Algérie classée 3^e réservoir de gaz de schiste" », *Réflexion*, 24 février 2014.

LE POTENTIEL DU GAZ DE SCHISTE EN FRANCE

2.1. DES RESSOURCES POTENTIELLEMENT IMPORTANTES MAIS ENCORE INCERTAINES

- L'estimation des ressources en gaz de schiste au plan mondial est encore aujourd'hui très incertaine

En Europe, les grands gisements d'hydrocarbures de roche mère se situent dans les bassins sédimentaires.

Figure 16 : Carte des ressources en pétrole et gaz de schiste et en charbon en Europe



Source : Agence internationale de l'Energie, *World Energy Outlook*, 2012.

Europe	Réserves prouvées de gaz conventionnel (TCF) (EIA 2011)	Ressources techniquement récupérables (TCF) (EIA 2011)
France	0,2	180
Allemagne	6,2	8
Pays-Bas	49	17
Norvège	72	83
Royaume-Uni	9	20
Danemark	2,1	23
Suède		41
Pologne	5,8	187
Turquie	0,2	15
Ukraine	39	42
Lituanie		4
Autres	2,7	19

Source : Agence internationale de l'Energie, *World Energy Outlook*, 2012.

La différence entre les notions de réserve et de ressource

Il faut distinguer la notion de réserve de celle de ressource : la réserve est la quantité de matière réellement accessible à un moment donné avec les technologies disponibles et à un prix compétitif ; la ressource est la quantité absolue de matière présente dans le gisement qu'elle soit accessible ou non. La notion de réserve est donc dépendante de la ressource, de l'évolution des technologies, des coûts d'exploitation et des impacts environnementaux et sociétaux.

L'exploitation des hydrocarbures de roche mère est trop récente pour permettre d'avoir une idée précise du potentiel mondial ou même à l'échelle régionale. A défaut de ces connaissances, l'estimation de la ressource par l'EIA a été réalisée à partir du volume de roche mère qui est mieux connu. Elle est approchée à partir d'un volume donné de roche mère présente dans un bassin, en utilisant des paramètres moyens (quantité de matière organique, température, profondeur du gisement, etc.) qui induisent des incertitudes considérables (les estimations des volumes de ressources peuvent varier de 1 à 10).

Du fait de la grande diversité et de l'hétérogénéité des roches mères, la connaissance précise de la ressource et de la réserve implique une étude adaptée des régions cibles en considérant les bassins au cas par cas et en conduisant des explorations *in situ*. Ces opérations sont d'autant plus longues que les connaissances sont faibles, c'est le cas en France, et peuvent prendre plusieurs années.

Ces études, menées grâce à toutes les techniques des géosciences en laboratoire ou sur le terrain (en surface et en puits) doivent être précises et approfondies en mobilisant la géophysique, la stratigraphie, la sédimentologie, la paléogéographie, la tectonique, la géodynamique, la géochimie, la pétrologie organique et inorganique, la mécanique des roches, la modélisation en quatre dimensions (espace et temps) du bassin, la modélisation de la ressource et de la réserve⁷⁷. Elles prennent appui sur des puits existants ou à créer et permettent d'obtenir des estimations suffisantes de la ressource pour engager une exploration afin de définir la réserve qui seule sera accessible. Pour quantifier cette dernière, des puits d'exploration doivent être mis en place (*cf. infra*).

En définitive, **le processus de connaissance des ressources du sous-sol s'inscrit dans le temps**. À titre d'exemple, la Pologne, pays dans lequel l'estimation des ressources a été divisée par dix par rapport aux estimations initiales, a annoncé fin 2013 qu'il lui faudrait encore quatre ans avant d'obtenir les résultats complets sur les estimations de ses réserves en gaz de schistes et qu'il faudrait forer davantage de puits (au moins cinq fois plus qu'actuellement, 41 puits ayant été forés à ce jour) afin d'estimer pleinement le potentiel et la rentabilité de la production. Inversement, les estimations des ressources britanniques actuelles pourraient être revues à la hausse et se révéler en définitive près de 20 fois supérieures aux premières estimations.

■ La connaissance des sous-sols français est très limitée

La France comporte trois grands bassins sédimentaires susceptibles de contenir des hydrocarbures : le bassin aquitain (la région de Lacq notamment), le bassin Sud-Est et le bassin parisien. Certains de ces territoires ont déjà été exploités par le passé et on y relève des signes de présence de gaz et de pétrole.

Le bassin parisien est le plus vaste des trois bassins sédimentaires français avec une superficie de 180 000 km² (environ un tiers du territoire métropolitain). Sa production de pétrole, modeste mais continue, provient de réservoirs situés dans les calcaires du Dogger (gisements de Villeperdue et d'Itteville) et dans les sédiments gréseux du Trias (gisement de Chaunoy). Dans l'Est et le Nord-Est du bassin parisien, des séries carbonifères qui ont été en partie exploitées pour le charbon ont un important potentiel en gaz de houille. Sur les bordures du bassin Parisien, le schiste bitumineux a été exploité artisanalement en Franche-Comté (Creveney) jusqu'à la fin des années 1920.

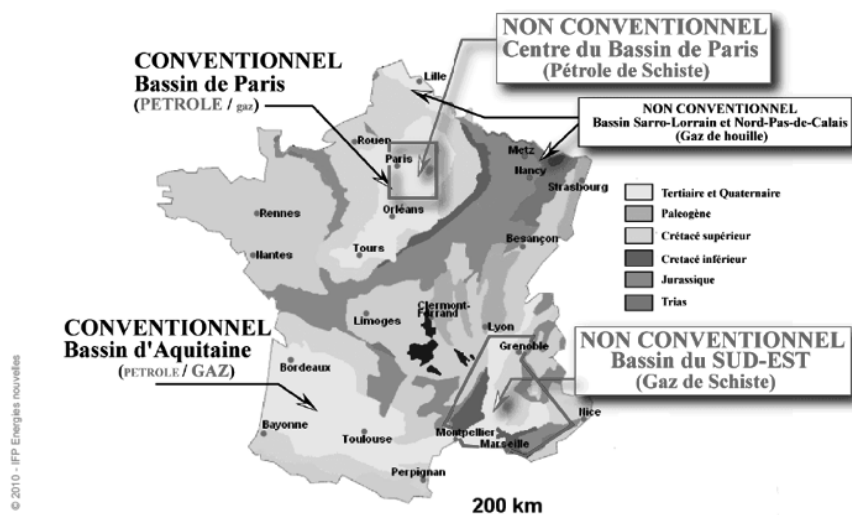
Le bassin Sud-Est est riche en « schistes cartons » du Lias qui constituent une roche mère potentiellement riche en gaz. Enfin, le Sud du Massif central contient des « Black Shale » de l'Autunien, une roche d'origine lacustre favorable aux hydrocarbures de roche mère. Les bassins

⁷⁷ British Geological Survey, *The carboniferous bowland shale gas report : geology and resource estimation*, annexe A : « Estimation of the total gas in place in the Bowland Hodder shale, central Britain », décembre 2013.

du Sud-Est ont, comme le bassin de Paris, un bon potentiel en gaz de houille dans les niveaux de charbons du Stéphanien et du Crétacé qui ont autrefois été exploités en Ardèche à Alès et Gardanne notamment.

Au total, l'AIE estime⁷⁸ que les ressources de la France en gaz de schiste sont parmi les plus prometteuses en Europe et s'élèveraient à 137 TCF.

Figure 17 : Ressources potentielles en hydrocarbures conventionnels et non conventionnels en France



Source : Institut français du pétrole – Energies nouvelles (IFPEN).

À l'heure actuelle, **c'est pour le bassin parisien que les données disponibles sont les plus abondantes**. Il est géologiquement proche des bassins britanniques (Kent, Weald, Devonshire au Sud ou Bowland au centre) et la connaissance de ces régions est d'une aide précieuse. **Toutefois, la localisation des gisements, la nature des gisements et du gaz (sec, humide, associé ou non), les enjeux techniques pouvant interférer dans l'extraction du gaz ou même plus simplement l'estimation de la ressource sont autant de paramètres qui sont aujourd'hui très mal maîtrisés et nécessiteraient d'être sérieusement approfondis.**

Le bassin du Sud-Est est le moins connu et le plus original. Sa proximité avec la chaîne Alpine impliquera un effort de recherche géologique important. Enfin, le bassin aquitain a été le plus productif pendant près de 40 ans. Une vingtaine de gisements y ont été découverts et l'essentiel

⁷⁸ AIE, *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*, juin 2013.

de l'activité s'est concentrée sur le bassin d'Adour-Arzacq où près de 300 puits ont été forés⁷⁹. Cependant, les réserves conventionnelles y sont quasiment épuisées et les non conventionnelles n'y sont pas accessibles.

L'amélioration de nos connaissances passera d'abord par la conduite de travaux de recherche géologiques, puis par une phase d'exploration plus opérationnelle caractérisée par l'installation de plusieurs puits-tests sur lesquels serait pratiquée la fracturation hydraulique.

Or, la loi du 13 juillet 2011 « *visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique* » a interdit le recours à la technique de la fracturation hydraulique. **La loi interdit de facto l'extraction de cet hydrocarbure, mais plus encore toute exploration, rendant impossible l'évaluation des ressources en gaz de schiste potentiellement exploitables dans le sous-sol national.**

La réforme du Code minier actuellement à l'étude maintient ce *statu quo*. En effet, le gouvernement s'est interdit de revenir, à cette occasion, sur la question de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste. Par la décision n° 2013-346 rendue le 11 octobre 2013⁸⁰, le Conseil constitutionnel a validé le dispositif législatif contesté en considérant qu'il ne violait pas le principe d'égalité devant la loi, ni la liberté d'entreprendre, ni le droit de propriété, constitutionnellement garantis.

■ Les récentes annonces du gouvernement en faveur d'une meilleure connaissance du sous-sol français

L'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE), créée par les ministères de l'Environnement et de la Recherche en 2009, recommande dans sa contribution à l'élaboration d'une stratégie nationale de recherche pour l'énergie⁸¹ :

- de **réaliser un inventaire complet des ressources stratégiques nationales** (hydrocarbures non conventionnels, hydrogène naturel, géothermie – notamment profonde – et ressources minérales non énergétiques) ;
- de **développer les outils, méthodes et technologies permettant d'en proposer une exploitation** économiquement performante tout en minimisant l'impact sur l'environnement.

⁷⁹ Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, *Production nationale d'hydrocarbures*, 1^{er} février 2010.

⁸⁰ Question prioritaire de constitutionnalité posée par la société Schuepbach Energy LLC, titulaire d'un des permis abrogés.

⁸¹ ANCRE, *Contribution pour la Stratégie Nationale de Recherche en réponse au défi de société : « Une énergie propre, sûre et efficace »*, juillet 2013.

Pourtant, le dernier grand inventaire minier de la France, établi par le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) a été lancé en 1975, avant d'être abandonné en 1992 pour des raisons budgétaires. 20 % du territoire métropolitain a été couvert.

Un projet d'actualisation de la connaissance du sous-sol domestique a été engagé en 2013 par le BRGM. Ce « référentiel géologique de la France » vise à fournir une information géologique numérique sur l'ensemble du territoire national et rassemblera, dans une base de données unique, toutes les informations tirées des quelques 700 000 forages répertoriés par le BRGM pour produire des cartes en trois dimensions. Cependant, actuellement uniquement ciblé sur les Pyrénées⁸², ce projet reste très modeste.

2.2. LE STATU QUO : UNE MENACE POUR L'INDUSTRIE FRANÇAISE À COURT TERME

L'exploitation potentielle du gaz de schiste en France doit s'entendre comme un élément parmi d'autres pouvant limiter le risque de désindustrialisation. Elle devrait même contribuer à la redynamisation du tissu industriel français. En effet, face au déficit de compétitivité croissant des industries gazo-intensives françaises, le gaz extrait dans notre pays pourrait contribuer à y redynamiser l'activité industrielle. Au-delà des industries aval, utilisant le gaz comme source d'énergie ou matière première, les industries amont dont l'activité est liée à l'extraction/exploitation de ces ressources seront également positivement impactées par ce surplus d'activité.

2.2.1. Les prix du gaz trop élevés menacent les industries intensives en énergie

En 2012, les industries aval généraient environ 4 % de la valeur ajoutée en France⁸³ et employaient plus de 860 000 personnes⁸⁴, soit près de 4 % de la population active nationale (contre plus de 3,3 millions de personnes mais à peine plus de 2 % de la population active salariée aux États-Unis⁸⁵). Pour l'heure, les écarts significatifs de prix du gaz entre la France et les États-Unis observés depuis 2008 (rapport de 1 à 3,5 en 2012) font peser un risque important sur le tissu industriel français. En effet, l'industrie représentait 40 % de la consommation de gaz naturel domestique en 2012⁸⁶ alors que 95 % du gaz consommé est importé⁸⁷, ce qui fait de la France l'un des cinq principaux importateurs de gaz en Europe.

⁸² BRGM, « Les Pyrénées : premier grand chantier du Référentiel Géologique de la France (RGF) », Communiqué de presse, 2 décembre 2013.

⁸³ Calcul extrapolé de la valeur ajoutée générée en France en 2012 par les industries de la branche d'activité « fabrication d'autres produits industriels » publiée par l'INSEE.

⁸⁴ Nombre d'emplois compris en France dans les huit industries aval mentionnées par le rapport de l'ACC, *Competitiveness and New U.S. Investment...* Op. cit.

⁸⁵ US Bureau of Labour Statistic et INSEE.

⁸⁶ INSEE. L'industrie inclut les branches énergie, sidérurgie et industrie mais pas la sidérurgie.

⁸⁷ Selon l'INSEE, la France a importé environ 1,58 TCF de gaz naturel en 2012.

Le gaz représente également une source de production d'électricité. Par conséquent, les prix du gaz trop élevés menacent également les **industries intensives en électricité**. Les prix de l'électricité payés par les industriels américains étaient en moyenne 2,2 fois plus faibles que ceux payés par les industriels français en 2012⁸⁸. Selon l'Union des industries consommatrices d'énergies (Uniden)⁸⁹, près de 200 000 emplois sont liés aux usines électro-intensives en France en 2012 et donc potentiellement menacés à court ou moyen terme. Situées en amont de filières fortement intégrées (acier, aluminium, autre métallurgie, chlore, etc.), ces usines sont vitales pour de nombreux autres emplois industriels et de services aux industries.

Dans ces conditions, le transfert des productions amont pénalisées par un manque de compétitivité lié, en partie, aux prix de l'énergie impacterait de nombreux emplois à l'aval, parmi les emplois industriels mais aussi les emplois de services aux industries.

2.2.2. Des impacts positifs potentiels liés à l'exploitation du gaz de schiste dans les filières aval

■ La baisse des prix du gaz serait significative, bien que plus limitée qu'aux États-Unis

L'impact de l'exploitation du gaz de schiste sur les industries aval dépendra très fortement de la baisse des prix du gaz qu'elle entraînera.

En France, le prix du gaz pour le consommateur final (industriel ou particulier) est dû pour plus de 65 % aux coûts d'approvisionnement et de production de la ressource, le reste étant lié au transport, aux taxes, etc. Malgré le surcoût probable de production du gaz de schiste français par rapport au gaz de schiste américain, **le coût du gaz de schiste produit en France sera probablement plus faible que celui du gaz importé, et notamment du GNL (différentiel estimé à 40 % environ)** (cf. encadré ci-dessous pour le chiffrage détaillé).

⁸⁸ *Impact du développement des gaz de schiste...*, Op. cit.

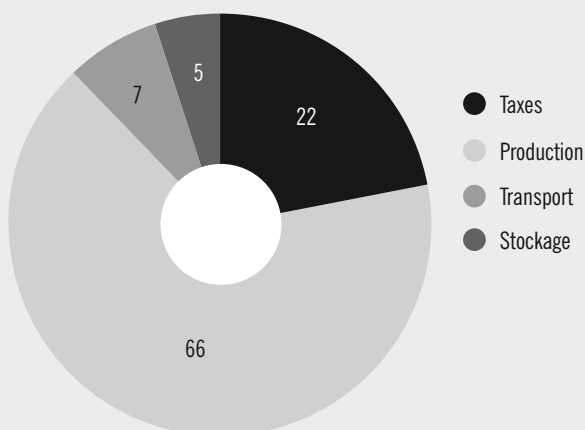
⁸⁹ Les 41 membres de l'Uniden représentent environ 70 % de la consommation énergétique industrielle en France et sont présents dans des secteurs tels que l'agro-alimentaire, l'automobile, la chimie, les ciments et chaux, l'électronique, les métaux, le papier, le verre, etc. Dans plusieurs de ces secteurs, la consommation électrique peut représenter au moins entre 15 et 30 % des coûts de production.

Estimation du coût du gaz de schiste produit en France

L'estimation du coût de revient du gaz de schiste en France prend pour hypothèse que le coût de production en France sera au niveau du coût maximal moyen observé sur les puits de gaz de schiste aux États-Unis (estimé entre 3 et 6 \$/MMBTU) du fait des différents éléments de différenciation rappelés ici.

Fait de la somme des coûts de production, de transport, de stockage et des taxes, **le coût de revient total du gaz de schiste est estimé à 9,1 \$/MMBTU⁹⁰.**

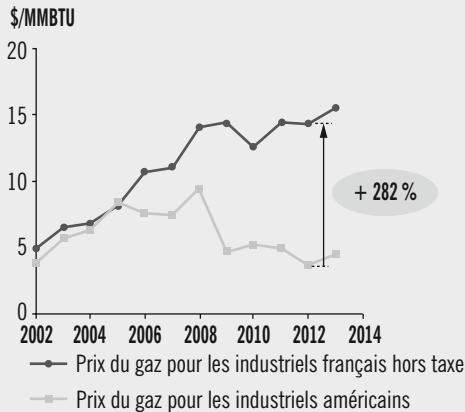
Figure 18 : Structure de coût du gaz payé par les industriels en France



Source : Calcul réalisé à partir des données de la CRE et du BCG.

Ainsi, ce coût serait inférieur de 40 % au prix moyen du gaz (GNL importé) vendu aux industriels français en 2013, comme le soulignent les deux figures ci-contre. Cette marge représente la « rente » générée par le gaz de schiste.

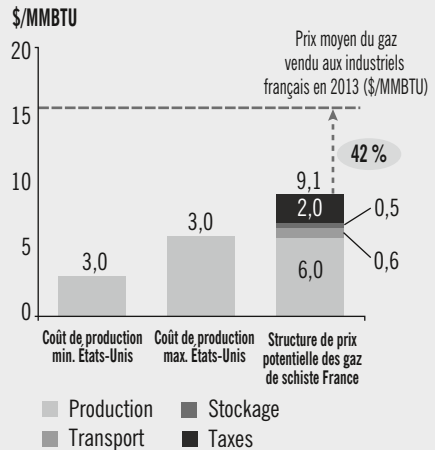
⁹⁰ Cette répartition des coûts suppose que le coût de commercialisation soit quasi-nul et donc négligeable dans la composition du prix du gaz pour les industriels.

Figure 19 : Estimation du coût de revient du gaz de schiste français**Prix du gaz naturel pour les industriels en France et aux États-Unis**

Source : EIA, Eurostat, CRE, BCG.

Transposition à la structure de coût du gaz français

(analyse de sensibilité basée sur un coût maximum aux États-Unis)



Les volumes de production envisageables en France seront peut-être trop limités pour pousser à la baisse les niveaux de prix domestiques (cf. l'hypothèse de 10 % de la consommation de gaz domestique en 2020 contre déjà plus de 30 % de la consommation atteinte en moins de quatre ans aux États-Unis). Ils pourront, en revanche, servir de « coussin de sécurité » et donner une marge de manœuvre dans le cadre des négociations sur les prix avec les pays fournisseurs de gaz.

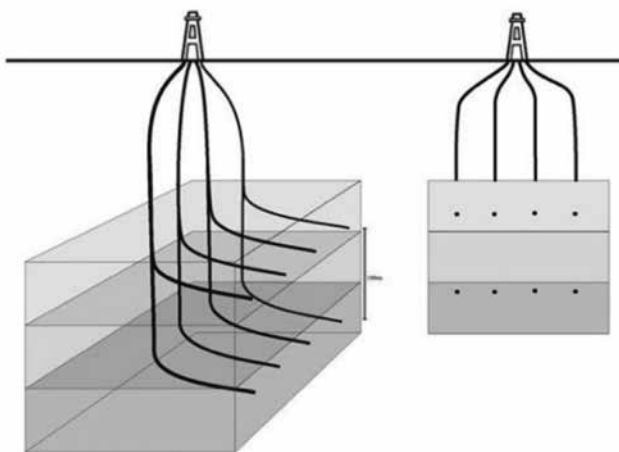
L'impact à la baisse dépendra donc, *in fine*, du cadre réglementaire comme du schéma de partage de la « rente » entre les opérateurs des puits de gaz de schiste, l'État et les industries aval. Une réflexion devra donc s'engager entre les autorités locales et nationales (*via* la mise en place de taxes spécifiques), les filières amont/exploitation (*via* la mise en place d'un cadre réglementaire plus strict qu'aux États-Unis imposant, par exemple, davantage de contrôles environnementaux) ainsi que les acteurs des filières aval afin qu'ils puissent bénéficier de gains de compétitivité grâce à la baisse des prix du gaz naturel sec (source d'énergie) et/ou des liquides de gaz naturel (matières premières).

■ Éléments de différenciation entre les structures de coût d'un puits en France et aux États-Unis

La compatibilité de la technologie avec le régime juridique fait partie des éléments ayant un impact positif sur la structure de coût potentielle d'un puits français. La dissociation en droit français de la propriété du sol et du sous-sol pourrait favoriser le développement de puits plus longs capables de capter le gaz enfoui sous plusieurs terrains appartenant à différents propriétaires (*cf. infra*). **Un seul puits foré dans notre pays permettrait de capter l'équivalent de trois puits aux États-Unis** (à réserve équivalente), **réduisant ainsi le coût de forage par puits** rapporté aux volumes produits.

En particulier, les dispositions législatives françaises pourraient également favoriser le développement du ***pad drilling***, technologie qui permet de forer à partir d'une seule plateforme plusieurs forages horizontaux dirigés dans plusieurs directions, réduisant ainsi les coûts de forage et drainant une grande surface. **Ces dispositions permettraient de réduire le nombre de plateformes, de les éloigner les unes des autres (possiblement jusqu'à 20 km) et donc de limiter l'impact environnemental direct de l'exploitation de gaz de schiste.**

Figure 20 : Forage selon la technologie du *pad drilling*



Source : EIA.

Plusieurs facteurs pourraient néanmoins affecter la structure de coût des puits français :

- **une plus faible disponibilité des équipements** : les États-Unis sont en effet mieux équipés en infrastructures pétrolières et gazières (plateformes d'exploitation, machines de forage, etc.). Cette plus grande disponibilité diminue leur coût ;

- **une moins bonne connaissance du sous-sol** : aux États-Unis, de nombreux bassins de gaz de schiste se trouvent dans des régions où d'autres hydrocarbures ont déjà été exploités. De très nombreuses données ont donc déjà été recueillies lors des précédentes études sismologiques et géologiques ;
- **les contraintes environnementales** : au vu des préoccupations des différentes parties prenantes (partis politiques, populations locales, associations de défense de l'environnement notamment) et des démarches en cours au niveau européen, il est probable que la France adossera à d'éventuelles autorisations d'exploiter son gaz de schiste de nombreuses normes environnementales afin de contrôler l'évolution des émissions dans l'air, la qualité des eaux environnantes, le respect de la biodiversité, etc. Ces mesures devraient alors engendrer un surcoût par rapport aux États-Unis.

■ Un impact prix également limité sur le marché des liquides de gaz naturel

À l'image du marché du gaz naturel sec français, le marché des liquides de gaz naturel est également un marché ouvert. Par conséquent l'accès à une ressource domestique à moindre coût n'impliquera pas forcément de baisse significative sur leur prix pour les industriels.

En 2011, la France a produit 1,55 Mt de butane dans ses raffineries, importé 0,973 Mt supplémentaires et en a exporté 0,982 (principalement vers le Maroc, la Tunisie et l'Italie). Dans le cas du propane, la France a produit, en 2008, 0,734 Mt, importé 1,746 Mt supplémentaires et en a exporté 0,358⁹¹.

■ Les industries aval françaises pourraient regagner en compétitivité et créer des emplois : l'exemple de Lacq

L'impact en emplois de l'exploitation du gaz de schiste en France dépendra des gains de compétitivité que les industries aval pourront en tirer.

L'exploitation à grande échelle du gaz en France n'est pas nouvelle, comme en témoigne l'histoire du bassin de Lacq dont notre pays a extrait jusqu'à 30 % de sa consommation totale de gaz dans les années 1970. Cet exemple atteste que la coopération entre plusieurs parties prenantes et la mise en œuvre de partenariats industriels (entre entités publiques, entreprises privées amont et aval de la filière) peut permettre l'industrialisation d'une région entière.

L'industrialisation du bassin de Lacq en Aquitaine a commencé au début des années 1950 après les découvertes de gisements de pétrole et de gaz. L'exploitation s'en est avérée compliquée du fait des propriétés du gisement : gaz très corrosif, températures et pressions des réservoirs de gaz très élevées. La gestion du projet fut confiée à la Société nationale des pétroles

⁹¹ « Butane et propane : les chiffres clés », *Selectra*, 8 janvier 2014.

d'Aquitaine (SNPA), une entité publique créée par l'État au début des années 1940 et chargée de superviser la prospection d'hydrocarbures dans le Sud-Ouest de la France. Elle mit au point un outil de désulfuration du gaz et fit concevoir par Vallourec un acier capable de résister à la corrosion. En 1957, la France inaugurait la plus grande usine de gaz d'Europe. En cinq ans, le complexe industriel était créé, centré au départ sur le gaz avant de se diversifier. Ainsi une filière thiochimique⁹², une fois surmonté l'obstacle lié à l'extraction d'un gaz corrosif, a pu exploiter la ressource en soufre des gisements de Lacq.

Au début des années 1970, la France s'autoalimente en gaz à hauteur de 30 % de sa consommation⁹³. Le site atteint son pic d'activité en 1980 avec une capacité quotidienne de production et de traitement de gaz de 33 Mm³, de 5 500 tonnes de soufre, représentant 2 500 emplois directs et le développement de nombreuses activités aval notamment dans le domaine de la chimie, sur une plateforme totale de plus de 200 ha⁹⁴. Dans le même temps, la SNPA est regroupée avec d'autres entités publiques, dont la Régie autonome des pétroles et le Bureau de recherche des pétroles pour devenir l'Union générale des pétroles (UGP), ancêtre d'Elf Aquitaine. Le groupe est privatisé en 1994 avant d'être absorbé par Total à la fin des années 1990.

Au fur et à mesure, l'activité du bassin de Lacq s'est diversifiée et s'est orientée vers la chimie fine et, plus récemment, la chimie verte et l'énergie. Aujourd'hui, le bassin est composé de quatre pôles chimiques⁹⁵ :

- le pôle de Mont, dédié à la fabrication de matières plastiques (polymères - Arkema Mont) ainsi qu'un pilote de nanotubes de carbone en exploitation depuis 2011 ;
- la plateforme de Lacq : Arkema et Total, Groupement de recherche de Lacq (GRL) ;
- la plateforme de Pardies : les sociétés Air Liquide et Yara y valorisent les produits et sous-produits de la chaîne du gaz naturel et de la chimie ;
- la plateforme de Mourenx : site géré par la Sobegi⁹⁶ qui accueille 13 unités de chimie fine appartenant à huit entreprises.

D'autres industriels sont installés en dehors de ces plateformes, parmi lesquels Toray CFE (fibre de carbone, matériaux composites), Arysta Lifescience (pesticides et produits agrochimiques), Rexam (emballages en aluminium), Knauf (matériaux d'isolation), Meac (engrais et fertilisants), Regefilms (recyclage de films plastique), Rolkem (panneaux de bois) et SFFC

⁹² Transformation de produits chimiques contenant du soufre.

⁹³ « Gaz de Lacq, une histoire d'audace », *L'Usine nouvelle*, 22 novembre 2013.

⁹⁴ Groupement d'intérêt public Chemparc.

⁹⁵ www.lacqplus.asso.fr.

⁹⁶ La Société béarnaise de gestion industrielle (Sobegi) est détenue à 60 % par Total.

(parfumerie et cosmétiques). En 2012, le bassin de Lacq représentait environ 200 entreprises de services industriels.

La déplétion progressive du champ gazier a contraint les entreprises locales à anticiper en amont la reconversion du site. En effet, après 62 ans d'exploitation, Total a arrêté la production de gaz sur le site de Lacq fin 2013, après avoir capté près de 97 % des réserves du gisement.

L'arrêt complet des activités d'extraction de gaz aurait pu se traduire par la disparition progressive du bassin industriel. Par exemple, pour Arkema Lacq, cela aurait impliqué l'arrêt des fournitures de soufre, matière première de son activité de thiochimie, et l'arrêt en cascade de plusieurs autres unités industrielles du bassin liées à la production d'Arkema. Toutefois, Total a signé, courant 2013, **une convention volontaire de revitalisation du bassin gazier dans le cadre du projet Lacq cluster chimie 2030 (LCC30)**. Celle-ci prévoit la poursuite de l'extraction du gaz de Lacq, à un niveau réduit de débit pendant une durée de 30 ans. Ce projet consiste à maintenir une extraction de gaz brut (hydrogène sulfuré, méthane, dioxyde de carbone) du champ de Lacq, dont l'hydrogène sulfuré devra être entièrement consommé par la thiochimie (Arkema) et le gaz combustible épuré servira à alimenter les chaudières à gaz de la Sobegi⁹⁷ fournissant en aval les industries en énergie (notamment en vapeur). Cet accord va bénéficier à une trentaine d'industriels, essentiellement des chimistes. « *Total et Arkema garantissent un prix non seulement stable sur trente ans mais également compétitif par rapport à d'autres régions du monde* », soulignent les promoteurs du projet qui devrait permettre le **maintien de l'activité et des emplois dans le bassin tout en assurant la reconversion progressive de la région**⁹⁸.

On a ainsi assisté ces derniers mois à une série d'annonces de nouveaux projets d'industriels, soutenus par les collectivités locales, à l'image du groupe japonais Toray qui a annoncé son intention d'investir plus de 100 M€ dans la région afin d'y installer ses sites européens de production de matériaux composites à base de carbone pour fournir l'aéronautique, l'automobile et l'éolien. Le projet a été soutenu par les collectivités locales (4 millions d'euros investis par le Conseil régional d'Aquitaine, le Conseil général des Pyrénées-Atlantiques et la Communauté de communes de Lacq).

Finalement, la mutation industrielle en cours, liée à la sécurisation des approvisionnements en gaz des industriels pour les 30 prochaines années, permet d'assurer la pérennité du bassin de Lacq qui compte encore près de 8 000 emplois industriels⁹⁹, soit autant que dans les années 1970 au moment du pic de production gazière, alors qu'il reste désormais moins de 3 % des réserves.

⁹⁷ DREAL Aquitaine, *Projet Lacq Cluster Chimie 2030*, 20 novembre 2013.

⁹⁸ « A Lacq : du gisement à la carbon valley », *L'Usine nouvelle*, 19 juillet 2013 et « Total joue les prolongations pour le gisement de gaz de Lacq », *La Tribune*, 18 juin 2012.

⁹⁹ Ce chiffre tient compte des emplois industriels recensés sur le bassin mais exclut les emplois induits créés dans les industries de service ainsi que les emplois aval créés à l'extérieur du bassin (comme les emplois dans le port de Bayonne pour traiter les marchandises à exporter ou reçues de l'importation).

Selon l'Union française des industries pétrolières (UFIP), les retombées économiques de l'ensemble des activités exploration-production de la France (dont celles du bassin de Lacq) sont intéressantes pour l'État et les collectivités locales, puisque près de 30 M€ leurs sont reversés chaque année au titre des redevances dues par les opérateurs industriels de la filière.

Au-delà des retombées positives pour les autorités publiques, les activités d'exploration et de production sont également bénéfiques pour l'emploi. Ainsi, l'ensemble des projets de cette filière représentent environ 1 500 emplois et trois fois plus d'emplois induits liés à l'activité économique locale stimulée par l'exploitation pétrolière (notamment dans des zones comme Lacq et Parentis en Aquitaine, ou en Seine-et-Marne).

De manière prospective, si l'ampleur des ressources françaises en gaz de schiste était confirmée, son exploitation pourrait, à son tour, contribuer à la création d'emplois et de valeur pour l'économie française.

L'ampleur de l'impact sur les industries aval dépendra alors de plusieurs paramètres :

- **la structure de partage de la rente : même si les prix du gaz ne devraient pas diminuer, il est possible d'imaginer que le cadre juridique fixé pour l'exploitation du gaz de schiste permette aux industriels de sécuriser leurs approvisionnements en gaz à moindre coût.** Par exemple, la mise en place de structures contractuelles hybrides impliquant un partage de risque entre les entreprises amont et aval et l'implication des collectivités locales permettrait aux industriels fortement consommateurs de gaz de prendre des participations dès le début d'un projet d'exploitation en échange de la sécurisation d'une partie de leurs approvisionnements futurs en gaz. Cet approvisionnement sécurisé pourrait intervenir à un prix relativement compétitif pour permettre aux industriels de baisser leurs coûts de production ;
- **le niveau de contraintes réglementaires et les normes environnementales définis pour l'exploitation ;**
- **l'impact sur la compétitivité et la balance commerciale de la France.**

En 2012, la facture énergétique de la France s'élevait à 69 Mds€ (soit davantage que le déficit de la balance commerciale¹⁰⁰), dont 20 % sont imputables au gaz (14 Mds€) pour lequel la France dépend à plus de 95 % de ses importations. Dans le futur, il est probable que la contribution du gaz à la facture énergétique domestique augmente, voire double dans un contexte de transition énergétique vers davantage d'énergies renouvelables.

¹⁰⁰ « Quel est le montant de la facture énergétique française ? », www.connaissancedesenergies.org, 14 mai 2013. En 2012, le déficit de la balance commerciale française (solde « importations - exportations » de biens) a atteint 67 Mds€ selon le ministère du Commerce extérieur.

Dans le scénario du doublement de la consommation de gaz en France, l'exploitation du gaz de schiste français à hauteur de 10 % de la consommation domestique totale permettrait de réduire de 10 % le montant de la facture gazière, soit une économie d'au moins 2,8 Mds€. Par ailleurs, l'introduction du gaz de schiste dans le mix gazier du pays, en contribuant à rééquilibrer les rapports de force entre la France, consommatrice de gaz importé, et ses fournisseurs étrangers¹⁰¹, pourrait permettre de réduire de 10 % le coût des importations françaises de gaz, soit une économie additionnelle de 2,5 Mds€.

Le gaz de schiste permettrait de réduire de près de 8 % la facture énergétique française (en supposant qu'en dehors du gaz, dont la consommation doublerait, nos consommations énergétiques en autre énergie primaire source de dépense pour la France resteraient identiques) tout en créant de la valeur.

Tableau 3 : Synthèse des impacts économiques de l'exploitation du gaz de schiste en France (calculs des auteurs)

Hypothèses pour la France :

- production de gaz de schiste à hauteur de 10 % de la consommation de gaz ;
- doublement de la consommation de gaz ;
- consommation identique en autres énergies primaires.

Élément impacté	Nature de l'impact	Impact	Montant impacté
Facture gazière	Consommation de gaz domestique (diminution des importations)	– 10 %	2,8 Mds€
Coût des importations gazières	Évolution des rapports de force entre la France et les pays fournisseurs de gaz	– 10 %	2,5 Mds€
Facture énergétique		– 8 %	5,3 Mds€

• L'impact sur l'emploi

En France, l'industrie extractive représente environ 0,1 % de la masse salariale globale. De manière prospective, les créations d'emplois induites par une exploitation du gaz de schiste dépendront, notamment, de la capacité des industriels français à répondre aux besoins de cette filière et du degré de la contrainte qui sera fixé par le cadre réglementaire.

¹⁰¹ Ce phénomène s'expliquera également par une offre croissante de gaz de diverses sources en France (par exemple le gaz importé sous forme de GNL des États-Unis qui viendra s'ajouter aux autres sources d'approvisionnement historiques de la France en gaz).

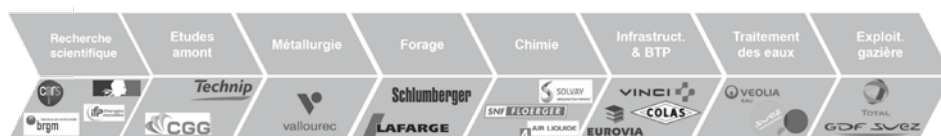
Les créations d'emplois devraient concerner non seulement les grandes entreprises, directement impliquées dans l'exploitation du gaz de schiste, mais également le tissu des PME françaises présentes tout au long de la chaîne de valeur de cette filière (en amont dans le BTP, par exemple pour la construction d'unités de raffinage, ou en aval dans le secteur du transport notamment).

2.2.3. La France dispose d'un savoir-faire mondialement reconnu

De nombreux groupes français sont impliqués le long de la chaîne de valeur du gaz de schiste sur des projets à l'international grâce auxquels ils acquièrent des compétences. Ils développent ainsi une expertise qui sera utile au moment de lancer des projets en France.

La France est le troisième pays étranger ayant le plus investi dans le gaz de schiste américain derrière la Chine et le Japon, avec 4,55 Mds\$ investis depuis 2008¹⁰². Ces projets ont permis aux acteurs d'acquérir de l'expérience, ce qui sera bénéfique aux éventuels futurs projets domestiques en contribuant à la diminution plus rapide de leurs coûts d'exploitation. Aux États-Unis, la courbe d'expérience a permis de diminuer jusqu'à 21 % des coûts de chaque puits¹⁰³.

Figure 21 : Positionnement des acteurs français du gaz de schiste le long de la chaîne de valeur (liste non exhaustive)



Quelques exemples d'investissements de champions français dans la filière d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels¹⁰⁴

Avril 2013 : **Imerys** annonce avoir acquis, au travers du rachat de PyraMax Ceramics LLC, la propriété d'une unité industrielle de fabrication de proppants céramiques (agents de soutènement destinés à l'exploitation des puits de pétrole et gaz non conventionnels) dont la construction est actuellement en cours d'achèvement¹⁰⁵. Ce complexe industriel d'une capacité totale d'environ 225 000 tonnes annuelles représente un investissement de 235 Mds\$. Cette

¹⁰² « La France : 3^e pays investisseur dans le gaz de schiste américain », www.legazdeschiste.fr, 6 juillet 2013.

¹⁰³ Southwestern Energy.

¹⁰⁴ Liste non exhaustive.

¹⁰⁵ Communiqué de presse d'Imerys, avril 2013.

acquisition devrait aider le groupe à atteindre son objectif de réaliser un chiffre d'affaires de 150 millions d'euros d'ici trois ans dans le domaine du gaz de schiste américain¹⁰⁶.

Mai 2013 : **Air Liquide** indique qu'il vient d'inaugurer deux nouvelles unités de production d'azote liquide à Cleburne (Texas) et dans les champs de Bakken (Dakota du Nord). De même, il a investi au Canada dans une nouvelle unité d'azote à Dawson Creek (Colombie-Britannique). Ces trois investissements répondent à la demande croissante des clients du secteur et permettent de contribuer à réduire la consommation d'eau et d'additifs chimiques utilisés dans la fracturation, par exemple par l'emploi de solutions qui permettent de remplacer certains produits chimiques par une mousse constituée d'azote et de CO₂.

Juin 2013 : **Vallourec** inaugure sa nouvelle usine de tubes, destinée notamment au marché Nord-américain de la production d'hydrocarbures de schiste¹⁰⁷. Située à Youngstown (Ohio, États-Unis), cette nouvelle unité est dotée d'une capacité de production initiale de 350 000 tonnes par an de tubes sans soudure de petits diamètres. Elle représente un investissement de 1,05 Mds\$ (soit le deuxième plus important de l'histoire du groupe) et emploie 350 personnes. Aux États-Unis, qui représentent environ 25 % du chiffre d'affaires du groupe, près de 80 % de l'activité dans le pétrole et le gaz concerne désormais les hydrocarbures non conventionnels.

Janvier 2014 : **Total** annonce qu'il a acquis un intérêt de 40 % dans deux permis d'exploration et de production de gaz de schiste au Royaume-Uni¹⁰⁸. Le groupe est déjà impliqué dans des projets de gaz de schiste aux États-Unis, en Argentine, en Chine, en Australie, et au Danemark. Avec des investissements d'environ 2 Mds\$ par an au Royaume-Uni, Total E&P UK deviendra le plus important producteur d'hydrocarbures du pays en 2015.

■ Le développement de la filière gaz de schiste pourrait être rapide en France

La France présente des particularités juridiques liées au droit du sol qui sont de nature à faciliter le développement potentiel de l'exploitation du gaz. Le droit du sol dans notre pays est régi par l'article 552 du Code civil qui prévoit que la propriété du sol « *emporte la propriété du dessus et du dessous* » et que le propriétaire peut faire au-dessous « *toutes les constructions et fouilles qu'il jugera à propos, et tirer de ces fouilles tous les produits qu'elles peuvent fournir* ». Toutefois, **par dérogation à cet article, les substances qui relèvent de la classe des mines appartiennent à l'État**¹⁰⁹.

¹⁰⁶ Communiqué de presse d'Imerys, avril 2013 et site www.legazdeschiste.fr.

¹⁰⁷ Communiqué de presse de Vallourec, juin 2013.

¹⁰⁸ Communiqué de presse de Total, janvier 2014.

¹⁰⁹ Les autres substances constituent les carrières et sont « laissées à la disposition du propriétaire du sol ».

Le propriétaire du sol ne dispose donc d'aucun droit sur un gisement minier. Ce principe est consacré par le projet de réforme du Code minier conduite par Thierry Tuot¹¹⁰ qui sera déposé au Parlement à l'automne 2014, puisque l'article L. 111-1 du projet de Code dispose que « *le sous-sol relevant de la **compétence des pouvoirs publics** au titre et dans les limites du présent code est une **richesse** qu'il leur appartient de valoriser et de préserver dans le respect des exigences environnementales, de sécurité et de santé publiques et dans l'intérêt des populations* ». Ainsi, la recherche et l'exploitation d'hydrocarbures sont soumises au régime général des mines.

En matière de recherche, sont permises par l'article L. 121-1 du Code minier, la prospection exclusive avec l'accord du propriétaire, la prospection autorisée par le propriétaire et effectuée en parallèle avec celle menée par ce dernier et la prospection exclusive sans l'accord du propriétaire. Cette dernière modalité est la plus répandue. Elle passe par la délivrance par l'administration d'un permis exclusif de recherches (PER). Un tel permis « *confère à son titulaire l'exclusivité du droit d'effectuer tous travaux de recherche dans le périmètre qu'il définit et de disposer librement des produits extraits à l'occasion des recherches* »¹¹¹. Le droit minier français est donc particulièrement accommodant pour les explorateurs de sites contenant du gaz naturel.

Une fois les recherches abouties, vient, éventuellement, par la suite la phase de l'exploitation marquée généralement par l'obtention d'une concession minière et par l'octroi d'autorisations de travaux. Sous réserve du droit d'exploiter faisant suite à un PER, la concession minière est accordée de manière discrétionnaire par l'administration, en fonction de différents critères, notamment la capacité technique et financière de l'exploitant¹¹². Le titulaire de la concession bénéficie du droit exclusif d'effectuer tous travaux de recherches à l'intérieur du périmètre de cette concession¹¹³. L'étendue et la durée (50 ans au maximum) de la concession sont fixées dans l'acte de concession¹¹⁴. Le titre minier confère par ailleurs à son attributaire un droit immobilier distinct de la propriété de la surface¹¹⁵.

L'indemnisation du propriétaire pour l'occupation du tréfonds par le titulaire de la concession est prévue par l'acte de concession, qui fixe en vertu de l'article L. 132-15 du Code minier « *le montant de la redevance tréfoncière due par le titulaire aux propriétaires de la surface* »¹¹⁶.

¹¹⁰ Ancien directeur de la Commission de régulation de l'énergie, Thierry Tuot est conseiller d'État depuis juin 2001 et président de l'Association française de droit de l'énergie (AFDEN) depuis 2008.

¹¹¹ Article L. 122-1 du Code minier.

¹¹² Articles L. 132-1 et suivants du Code minier.

¹¹³ Article L. 132-12 du Code minier.

¹¹⁴ Article L. 132-11 du Code minier.

¹¹⁵ Article L. 132-8 du Code minier : « L'institution d'une concession, même au profit du propriétaire de la surface, crée un droit immobilier distinct de la propriété de la surface. Ce droit n'est pas susceptible d'hypothèque ».

¹¹⁶ Article L. 132-15 du Code minier. Le montant de la redevance tréfoncière est de 15 euros par hectare de terrain compris dans le périmètre de la concession et est versé une seule fois pour toute la durée de la concession (Décret n°80-204 du 11 mars 1980 relatif aux titres miniers).

Ces dispositions juridiques constituent, pour les projets d'exploitation du gaz de schiste, un cadre propice au développement rapide de la filière :

- **du point de vue opérationnel : le forage horizontal rattaché à un puits peut se permettre de dépasser les simples frontières du terrain sur lequel la tête du puits a été implantée puisque l'ensemble du sous-sol et de ses ressources minières appartient à l'État.** *A contrario*, aux États-Unis, le forage horizontal s'arrête à la frontière du terrain sur lequel le puits est foré puisque le sous-sol appartient également au propriétaire du sol. Sachant que la technologie actuelle permet, au maximum, de forer des puits de 10 km de longueur à l'horizontal (contre 2 à 3 km en moyenne pour les puits aux États-Unis du fait de la limite des terrains), **le forage d'un puits en France pourrait permettre de capter ce que captent trois puits aux États-Unis.** Par conséquent, grâce à une réduction du nombre de puits à forer, un rythme de déploiement plus rapide et moins onéreux est envisageable ;
- **du point de vue des propriétaires de surfaces pouvant abriter du gaz de schiste : les bénéfices liés à l'exploitation du gaz de schiste pour les particuliers passent par la redevance due par l'exploitant au propriétaire de la surface dans laquelle le puits est implanté (le tréfonds).** Sachant qu'un puits pourra techniquement et légalement capter les ressources situées sous plusieurs terrains, **les particuliers pourraient se presser pour s'assurer que l'exploitation des ressources environnantes se fasse à partir de leur terrain et non de celui du voisin et, ainsi, bénéficier de la redevance qui pourrait être réévaluée et augmentée.** Cet engouement pourrait finalement être encore plus important qu'aux États-Unis où les particuliers étaient certains de ne pas se faire déposséder de leur rente par le projet d'exploitation du voisin et pouvaient donc prendre leur temps avant de sonder leurs sols.

Malgré les atouts dont dispose la France pour répondre aux bouleversements causés par l'exploitation du gaz de schiste à l'international, plusieurs éléments de débat ont fait l'objet d'un traitement souvent binaire et cristallisent les positions sur le gaz de schiste.

DES RÉPONSES SOLIDES EXISTENT POUR LES INTERROGATIONS SOULEVÉES PAR LA PERSPECTIVE DE L'EXPLOITATION DU GAZ DE SCHISTE EN FRANCE

L'opposition au gaz de schiste est significative en France puisque moins d'un quart des Français (24 %) était favorable en janvier 2014 au développement du gaz de schiste comme source d'énergie, soit 11 points de moins que l'an passé¹¹⁷. Ainsi, à la question : « *selon vous, pour la production de chaleur et d'électricité, faut-il encourager en France le gaz de schiste ?* », 24 % des Français répondent par l'affirmative (6 % « *oui tout à fait* » et 18 % « *oui plutôt* »), contre 35 % en 2013. Les sondés sont au total 63 % à répondre « *plutôt non* » (25 %) ou « *non, pas du tout* » (38 %), tandis que 13 % sont sans opinion sur ce sujet. Cette enquête montre plus généralement que le soutien des Français à toutes les formes d'énergies décline, même si les énergies renouvelables sont encore largement plébiscitées (90 % de soutien global bien qu'en baisse de six points par rapport à 2013).

Plusieurs points d'achoppement ont émergé lors du débat sur le gaz de schiste qui s'est tenu en 2011 et a abouti à l'interdiction de la fracturation hydraulique et donc à l'abandon de tout projet d'exploration du gaz de schiste en France.

La première source d'opposition est liée à des inquiétudes environnementales et 69 % des Français approuvent l'idée de mener des recherches pour trouver un mode d'exploitation du gaz de schiste compatible avec la protection de l'environnement¹¹⁸. Ils portent notamment sur les enjeux liés à la fracturation hydraulique (pollution des aquifères, risques sismiques, importante consommation d'eau), sur l'impact sur la qualité de l'air (émissions de méthane) et sur l'impact sur l'environnement local des projets de gaz de schiste (bruit, occupation des sols, etc.). **Or l'impact environnemental du gaz de schiste est tout à fait maîtrisable en raison des progrès technologiques et dans un cadre réglementaire ambitieux pour l'environnement.** Seul l'impact des émissions de méthane ne fait pas l'objet d'un consensus scientifique. Des contrôles particuliers devront être mis en place pour surveiller et contenir d'éventuelles émissions.

La deuxième source d'opposition vient de l'idée que les énergies renouvelables sont la solution pour limiter l'émission des gaz à effet de serre, préserver l'environnement et la biodiversité – avec pour corollaire celle que la transition énergétique vers ces énergies pourra intervenir suffisamment vite pour ne pas avoir besoin d'une énergie fossile en support intermédiaire. **Selon ce raisonnement, il n'est pas nécessaire d'entreprendre, y compris dans le**

¹¹⁷ IFOP pour Qualit'EnR, *Les Français et les énergies renouvelables. Quatrième édition*, janvier 2014.

¹¹⁸ Sondage Tilder-LCI-OpinionWay, *La question de l'éco*, 6 février 2014.

domaine de la recherche publique, de recherches sur ce sujet. Une découverte significative de réserve de gaz et huile de schiste conduirait inévitablement à une exploitation de cette ressource. Les opposants arguent en effet que la mise en œuvre d'une recherche publique servirait de « cheval de Troie » à l'industrie en considérant que l'État n'a pas les moyens pour s'y opposer. En dernier recours, ils considèrent qu'il n'y a aucune urgence à mettre en œuvre en France de telles recherches qui, développées ailleurs, pourront toujours être mises en œuvre sur le territoire national *a posteriori*.

L'ensemble de ces points doivent être entendus et pris en compte afin d'avancer sur le sujet d'une potentielle exploration et à terme d'une exploitation du gaz de schiste en France. Toutefois, pour la plupart de ces sujets, la connaissance scientifique actuelle n'est pas unanime et il existe des contre arguments et/ou des éléments de mitigation également valables qui doivent être versés au débat.

Y a-t-il une spécificité française dans l'opposition au gaz de schiste ?

Dans tous les pays concernés par le gaz de schiste, on retrouve peu ou prou les mêmes arguments « pour et contre ». Deux points semblent néanmoins spécifiques à la France :

- **la place très importante du nucléaire dans le mix énergétique** français et l'un de ses corollaires, la très faible place du charbon. Ainsi, l'argument selon lequel le gaz de schiste est plus propre que le charbon est peu entendu en France où le charbon ne représente que 11,4 MTEP en 2012 alors qu'il a une portée importante en Allemagne (79,2 MTEP) et en Pologne (54 MTEP) ;
- la présence en France plus qu'ailleurs de **la notion de décroissance** dans le débat public. Rappelons que le concept a été exprimé en français à l'origine et que s'il a été finalement traduit en anglais par *degrowth*, l'occurrence mesurée sur Google du mot *degrowth* reste deux fois inférieure à l'occurrence du mot décroissance. En Allemagne, par exemple, aucun terme n'existe pour porter ce concept¹¹⁹.

¹¹⁹ Hélène Blanc et Michel Bodet, *La décroissance : traduction et représentation en Allemagne*, EREID, 2012.

3.1. QU'EN EST-IL DES RISQUES LIÉS À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE ?

3.1.1. Appliquer le principe de précaution

L'exploitation du gaz de schiste par fracturation hydraulique est relativement récente¹²⁰ et ses éventuels impacts environnementaux sont par conséquent mal connus. Les risques potentiels de pollution des aquifères, de génération de séismes ou mouvements de terrain et les risques d'explosion dus aux fracturations hydrauliques à répétition sont parmi les inquiétudes les plus fréquemment citées et sont justifiées par la survenance d'incidents de ce type aux abords de certains puits de gaz de schiste aux États-Unis dont la cause n'a pas été établie de manière certaine. Cela a justifié, en France, l'application du principe de précaution.

Les opposants au gaz de schiste s'inquiètent en particulier de la remontée potentielle de méthane et de liquide de fracturation par les failles rocheuses créées ou agrandies lors des nombreuses fracturations réalisées sur chaque puits pour extraire le gaz (entre 15 et 30 fracturations par puits en moyenne aux États-Unis ; ce nombre tend à diminuer avec l'amélioration des techniques de récupération). Ils craignent également que ces stimulations du sous-sol n'entraînent des phénomènes de mouvements sismiques, tels que des tremblements de terre.

Concernant l'éventuelle pollution des aquifères, les inquiétudes portent sur la contamination par les fluides de fracturation des nappes traversées par les forages principalement dans les 100 voire 200 premiers mètres. Ce type d'accident serait imputable soit directement à la qualité du tubage réalisé dans le puits (risque de fuite ou manque d'imperméabilité du tubage permettant aux fluides de fracturation d'atteindre les aquifères traversés), soit au manque de maîtrise sur les potentielles extensions des fractures créées. La pollution serait liée à une communication directe avec la zone aquifère *via* des fissures ou des failles de la zone de fracturation située à plus de mille mètres sous terre. La manipulation en surface de nombreux composants¹²¹ inclus dans le fluide de fracturation peut conduire également à une contamination par accident¹²².

¹²⁰ Cette application date du début des années 2000 quand de petites entreprises d'exploitation américaines ont combiné la fracturation hydraulique et le forage horizontal, deux techniques jusqu'alors couramment utilisées.

¹²¹ BRGM, *Stimulation hydraulique en géothermie ou fracturation hydraulique des GHRM : vrai ou faux débat ?*, 2013. Liste des additifs : gélifiant pour augmenter la viscosité, agent de soutènement, réducteur de frottement, réticulant pour maintien de la viscosité, « breaker » pour destruction du gel après fracturation, bactéricides pour éviter la contamination du gaz, stabilisateurs d'argile, inhibiteur de corrosion.

¹²² *Ibid.*

3.1.2. Une technologie pourtant connue et en amélioration continue

La fracturation hydraulique n'est pas une technologie nouvelle. Inventée dans les années 1940, associée au forage horizontal dans les années 1990, elle a été utilisée de nombreuses fois dans le monde entier au service de nombreuses applications, depuis l'exploitation pétrolière conventionnelle jusqu'à la géothermie. En France, selon l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), **la fracturation hydraulique aurait déjà été utilisée « à au moins 45 reprises » entre les années 1980 et la loi du 13 juillet 2011 « sans qu'aucun dommage n'ait été signalé »¹²³**. Elle est d'ailleurs toujours autorisée pour des applications de géothermie et, dans ce cadre, le risque de pollution des aquifères est maîtrisable. La traversée d'un aquifère par un forage utilisant la fracturation hydraulique pour le gaz de schiste ne diffère pas des autres forages, quel que soit leur objectif, les fracturations ayant toujours lieu à plusieurs kilomètres de distance de ces nappes. Ainsi selon l'OPECST, *« les nappes phréatiques étant très proches de la surface du sol, leur contamination du fait de la fracturation hydraulique est très peu probable. Il faut néanmoins contrôler l'intégrité des aquifères profonds salés. S'il y a un risque de pollution du sol et des nappes phréatiques, il est plutôt imputable à la qualité du forage et des installations au sol »¹²⁴*. De même selon l'IFPEN, *« ces objectifs pour l'exploitation des hydrocarbures de roche mère se situant à des profondeurs généralement supérieures à 2 000 m, le risque de la propagation de ces fractures au travers d'une couverture géologique jusqu'aux aquifères superficiels est à exclure »¹²⁵*.

Par ailleurs, **les incidents observés sur des champs de gaz de schiste aux États-Unis semblent être dus à des erreurs opérationnelles** (notamment sur la cimentation des puits) et non pas à la configuration même des puits horizontaux. L'Agence de santé publique britannique (*Public Health England*) a d'ailleurs publié en octobre 2013 la première version d'un rapport basé sur l'étude des puits forés aux États-Unis établissant que *« les impacts sur la santé de la fracturation hydraulique sont susceptibles d'être minimaux tant que les opérations sont menées et encadrées correctement »¹²⁶*. Elle estime notamment que les risques sanitaires avérés étaient généralement liés à des défaillances opérationnelles de conception, de construction ou de maintenance.

Enfin, **la qualité de l'isolement des puits et de la maîtrise des exploitations n'est pas limitée par des contraintes techniques ou technologiques. Elle est liée à la réglementation et aux conditions de contrôle**. Ainsi, aux États-Unis la réglementation environnementale relative au gaz de schiste est toujours en cours de consolidation et s'est construite en même temps que le développement de la filière. Plusieurs États durcissent actuellement leurs réglementations. Ainsi, le Colorado a par exemple adopté en février 2014 de nouveaux standards de *monitoring* des puits de gaz de schiste. Sous l'égide de l'EPA, l'élaboration de règles fédérales est en cours.

¹²³ *Les techniques alternatives à la fracturation...*, Op. cit.

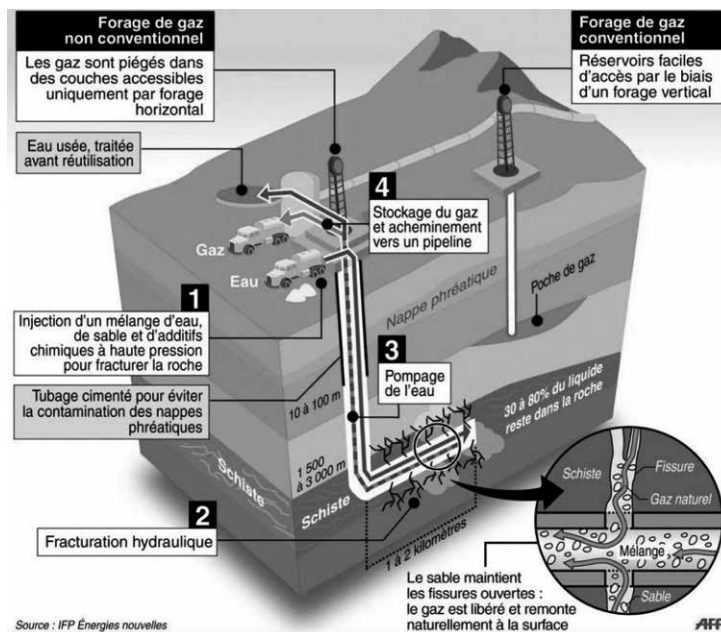
¹²⁴ *Ibid.*

¹²⁵ IFPEN, *Hydrocarbures de roche mère. État des lieux*, janvier 2013.

¹²⁶ Public Health England, *Review of the Potential Public Health Impacts of Exposures to Chemical and Radioactive Pollutants as a Result of Shale Gas Extraction : Draft for Comment*, octobre 2013.

À l'inverse, en France, l'exploitation du gaz de schiste interviendrait après la mise en place d'un cadre réglementaire définissant les modalités d'exploration/exploitation des ressources.

Figure 22 : Forage horizontal et fracturation hydraulique



Source : IFPEN.

Les technologies alternatives à la fracturation hydraulique : où en est-on ?

La fracturation hydraulique est une technique consistant à injecter à forte pression un fluide à base d'eau dans une roche afin de la fissurer. Elle permet, en améliorant artificiellement la perméabilité de la roche, de récupérer la ressource contenue dans ses pores.

Comme le rappelle le rapport d'information remis par l'OPECST en 2013, « il n'existe pas de technique miraculeuse qui permettrait d'extraire les hydrocarbures de la roche mère, sans porter atteinte à celle-ci »¹²⁷. Si ce rapport conclut que la fracturation hydraulique est la technique majoritairement employée pour l'exploitation des gisements non conventionnels, il souligne que d'autres techniques existent qui peuvent être préférées en fonction des

¹²⁷ Les techniques alternatives à la fracturation..., Op. cit.

caractéristiques du gisement et de l'environnement en surface (propriétés de la roche, proximité d'une ressource en eau, accessibilité de la zone, température extérieure, densité de population, etc.). Parmi ces techniques alternatives, certaines évitent d'utiliser de grandes quantités de fluides (fracturation par arc électrique, fracturation par procédé thermique, fracturation pneumatique), d'autres utilisent des liquides de fracturation peu visqueux conçus par exemple à partir de dioxyde de carbone liquide, d'azote ou de propane.

Aux États-Unis, des techniques alternatives ont été mises au point et sont déjà très opérationnelles, en particulier la fracturation au propane. En France, aucune de ces techniques alternatives n'a été développée en dehors d'essais en laboratoire (fracturation par arc électrique au Laboratoire des fluides complexes et leurs réservoirs de l'Université de Pau).

Si ces techniques alternatives permettent de réduire considérablement l'utilisation d'eau (et donc de fluides de fracturation), elles conservent pourtant deux points communs essentiels avec la fracturation hydraulique : le forage pour insérer un drain horizontal et l'injection d'un liquide dans la roche mère.

Le rapport de l'OPECST présente la fracturation à l'azote ou au dioxyde de carbone liquide comme les deux technologies alternatives les plus prometteuses pour une application en France. Il conclut que, soit par l'amélioration de la fracturation hydraulique soit par l'emploi de méthodes alternatives, « *l'exploration et l'exploitation des gisements non conventionnels d'hydrocarbures sont un processus maîtrisable [...] : nous pouvons choisir d'exploiter avec un haut degré d'exigence environnementale* ».

3.2. UN RISQUE POUR LES RESSOURCES EN EAU ?

3.2.1. L'exploitation de gaz de schiste nécessite des quantités d'eau importantes

Les volumes d'eau consommés et le risque d'entrer en concurrence avec l'approvisionnement en eau potable ou avec des activités agricoles constituent une préoccupation pour l'opinion publique. En effet, la fracturation hydraulique nécessite d'apporter de l'eau depuis la surface et de la mettre sous pression pour initier la fracture. Cette eau, qui représente 90 % du fluide injecté (le reste étant le sable pour 9 % et les additifs pour 1 %), est apportée ou prélevée sur les réseaux, les aquifères ou les réseaux hydrographiques¹²⁸.

¹²⁸ *Stimulation hydraulique en géothermie..., Op. cit.*

Si les estimations varient¹²⁹, il faut de 10 000 à 20 000 m³ d'eau par puits en moyenne, soit, selon les associations d'opposition au gaz de schiste, l'équivalent de quatre à six piscines olympiques par forage ou la consommation en eau pendant un mois d'une ville française de 1 500 habitants. Selon la *Coalition for Environmentally Responsible Economies* (CERES, association environnementale américaine), environ la moitié des puits creusés depuis 2011 aux États-Unis et dans l'Ouest du Canada ayant eu recours à la fracturation hydraulique l'ont été dans des régions déjà confrontées à de forts stress hydriques¹³⁰. L'étude établit que près de 55 % des puits forés par fracturation hydraulique se situent dans des zones souffrant de sécheresse et 36 % dans des zones souffrant de déplétion significative des ressources souterraines en eau. Or, si la fracturation hydraulique ne représente en moyenne que 2 % de la demande en eau à l'échelle des États américains, les impacts locaux peuvent être bien différents avec parfois plus de 50 % de la demande d'une ville/d'un département.

Par ailleurs, selon les opérateurs de puits de gaz de schiste, **entre 20 et 80 % de l'eau injectée ressort à la surface lors des premières années de production du puits.** Ces eaux usées contiennent des additifs chimiques issus des fluides de fracturation et se sont également chargées de divers éléments (particules solides, molécules d'hydrocarbures, sel, etc.) lors de leur passage dans la roche mère. Ainsi, les fluides remontés à la surface présentent généralement de fortes concentrations en solides dissous (phosphates, nitrates, sodium, potassium, calcium, sulfates, chlorures, baryum et des métaux comme le cuivre et le cadmium). Ils sont également susceptibles de contenir des radioéléments naturels du type uranium ou thorium. La nature précise de ces composants remontés *via* les fluides de fracturation varie fortement d'un bassin à un autre en fonction de la composition des couches géologiques traversées. Il convient alors d'identifier ces substances et de traiter ces rejets afin de limiter la pollution des sols et eaux environnantes, ce que savent faire les entreprises de traitement de l'eau en France.

3.2.2. Une question de réglementation

Des progrès ont d'ores et déjà été réalisés pour limiter les volumes d'eau utilisés dans la fracturation (10 à 20 000 m³ par puits) et des travaux de recherche sont en cours afin d'utiliser des aquifères salins profonds comme nouvelle source d'approvisionnement en eau. Il s'agit d'eaux impropres à la consommation qui ne seraient donc pas utilisées pour le gaz de schiste au détriment d'autres usages. De même, à l'échelle des opérateurs, **la problématique du traitement des eaux usées est avant tout une question de réglementation et de coûts. En effet, les technologies existent pour recycler ou retraiter l'eau et améliorer la constitution des fluides de fracturation afin de limiter les risques de pollution.** Le retraitement des fluides

¹²⁹ Selon l'IFPEN, « bien que les données soient très variables suivant les bassins sédimentaires, et même au sein d'un même bassin, la quantité d'eau nécessaire à la réalisation du forage d'un puits et de sa fracturation hydraulique est de l'ordre de 10 000 à 15 000 m³ ». *Hydrocarbures de roche mère...*, Op. cit.

¹³⁰ Ceres, *Hydraulic Fracturing & Wtare Stress : water Demand by the Numbers*, 5 février 2014.

de fracturation est également possible et se développe par exemple dans le champ de Marcellus aux États-Unis où plus de 80 % des fluides sont réutilisés¹³¹.

Au final, des normes plus strictes en matière de recyclage et de contrôle de la qualité des eaux pourraient créer des emplois supplémentaires dans les filières amont/exploitation. Au-delà des efforts potentiellement réalisables par les opérateurs, il convient de rappeler que **la consommation d'eau due à la phase de fracturation hydraulique est ponctuelle**. Elle n'intervient qu'au début de l'exploitation au cours de la phase de fracturation du puits qui dure en moyenne trois semaines alors que la durée de vie moyenne d'un puits est de dix ans environ. **La mise en œuvre des fracturations pourrait donc être adaptée aux besoins locaux en eau**. Par ailleurs, la question du stress hydraulique induit par la consommation en eau des puits de gaz de schiste est relative et dépend des disponibilités et donc de l'hydrographie, du climat, des saisons ainsi que des pratiques habituelles dans la zone forée.

3.3. UN RISQUE LIÉ AUX ÉMISSIONS DE MÉTHANE ?

L'utilisation du gaz de schiste aux États-Unis a permis de voir diminuer les émissions de CO₂ grâce aux centrales à gaz qui en rejettent beaucoup moins que les centrales à charbon produisant de l'électricité. Cependant, cet effet bénéfique important de l'utilisation du gaz de schiste est **remis en question par les fuites de méthane observées sur certains puits**.

La question des émissions de méthane **fait débat aux États-Unis, où de nombreux champs de gaz de schiste sont en opération et des chiffres très variables circulent à ce sujet**. La mesure des émissions de méthane de l'industrie et de l'activité économique est un enjeu important et conditionnera la compatibilité de cette technologie avec les ambitions/réglementations européennes en termes de réduction des gaz à effet de serre.

Le gaz naturel est composé à 90 % de méthane et des fuites peuvent survenir lors de son extraction. Des chercheurs de la *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA) et de l'université du Colorado¹³² ont mesuré les concentrations de différents polluants dans l'atmosphère aux abords des puits gaziers et pétroliers en Utah et les ont comparées avec la quantité de méthane émise par les puits : **« 9 % de la production totale de méthane du puits s'échapperait dans l'atmosphère, notamment en raison des fuites »**¹³³, soit 16 millions de tonnes pour l'année 2011, contre 2,4 % (4,4 millions de tonnes) selon les précédentes estimations de l'EPA pour l'année 2009.

¹³¹ Jefferies, IHS, BCG.

¹³² Gabrielle Pétron et al., « Hydrocarbon emissions characterization in the Colorado Front Range: A pilot study », *Journal of Geophysical Research*, vol. 117, 27 février 2012.

¹³³ « Étude : les gaz de schiste plus polluants que le charbon ! », Association santé environnement France, 7 janvier 2013.

Or le méthane est un gaz à effet de serre 20 à 30 fois plus puissant en termes de potentiel de réchauffement global que le CO₂. Plus précisément, ces émanations seraient dues à « *la remontée à la surface des fluides de fracturation entraînant avec eux des bulles de gaz naturel qui vont se disperser dans l'atmosphère. La remontée du gaz à l'ouverture du puits se traduirait, en outre, pendant quelque temps par une fuite supplémentaire de méthane. Enfin, les gazoducs ne seraient pas totalement étanches* »¹³⁴.

De nombreux articles scientifiques, très contradictoires, traitent de ces fuites de méthane aux États-Unis. Ainsi, une étude¹³⁵ publiée en novembre 2013 par l'Académie des sciences américaine (*Proceedings of the Natural Academy of Sciences* ou PNAS) indique que la mesure des émissions de méthane dans l'atmosphère effectuée en 2008 par l'EPA est sous-estimée de 1,5 à 1,7 fois en moyenne et parfois localement jusqu'à 2,5 fois. Toutefois, les émissions de méthane en 2008 étaient principalement dues à l'élevage et à l'industrie pétrolière (exploitation et raffinage) sans preuve d'un lien particulier avec l'exploitation du gaz de schiste qui, à l'époque, était encore modeste.

De même, un article paru récemment¹³⁶ souligne que si, grâce aux contrôles environnementaux, d'immenses progrès ont été réalisés pour contenir ces fuites au moment du démarrage du puits (– 97 % de fuites par rapport à 2011), en revanche lors de la phase de production celles-ci sont beaucoup plus importantes qu'on le croyait jusqu'à présent. Elles pourraient contrebalancer l'intérêt climatique du gaz de schiste par rapport aux centrales tournant au pétrole ou au charbon. Au total, il est estimé que les sites de production de gaz naturel aux États-Unis émettent 2,3 millions de tonnes de méthane par an. Cette étude a été financée par neuf producteurs de gaz naturel en partenariat avec le Fonds de défense environnementale (*Environmental Defense Fund*), une ONG basée à Washington. Elle insiste également sur le fait que la majorité des fuites concernent des puits qui ne sont plus en exploitation actuellement et qui continuent de fuir.

Au-delà du débat scientifique, **l'existence d'une réglementation et de son respect peut obliger les opérateurs à appliquer des normes d'exploitation et à utiliser les bonnes pratiques existantes**. A titre d'exemple, l'État du Colorado a adopté fin février 2014 une série de nouvelles réglementations visant à limiter les émissions de méthane *via* un meilleur contrôle de la pollution atmosphérique. Les opérateurs sont désormais tenus d'effectuer des contrôles fréquents afin de détecter d'éventuelles fuites grâce à l'utilisation de caméras infrarouges ou d'autres technologies.

¹³⁴ « Gaz de schiste : des fuites de méthane plus importantes que prévu », *Le Monde*, 4 janvier 2013.

¹³⁵ PNAS, *Anthropogenic emissions of methane in the United States*, novembre 2013.

¹³⁶ « Study revises estimate of methane leaks from US gas fields », *Nature*, 16 septembre 2013, citant : *Proceedings of the Natural Academy of Sciences of the United States of America* (PNAS), *Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States*, 19 août 2013.

Par ailleurs, dans le cas très précis de l'étude citée plus haut de la revue *Nature*, parue en septembre 2013¹³⁷, il faut noter qu'elle se réfère uniquement à la production de gaz à effet de serre du charbon lors de sa combustion. Elle néglige la production de méthane lors de l'exploitation du charbon par désorption¹³⁸. Or celle-ci est considérable, de l'ordre de 2 à 15 m³ de gaz/tonne de charbon (pour des mines à 50 mètres de profondeur)¹³⁹ soit pour la production charbonnière des États-Unis (environ 1 Md tonnes par an) une émission entre 2 et 15 milliards de m³ de méthane (1,7 à 13 millions de tonnes) qui relativise les émissions de gaz venant des puits (environ 2,3 millions de tonnes).

En outre, les États-Unis ont entamé l'exploitation de leurs ressources en gaz de schiste il y a déjà plusieurs années. Les premiers puits ont parfois été mal cimentés et continueront certainement de fuir même si toute exploitation était immédiatement arrêtée. **L'amélioration des techniques de forage et l'expérience croissante des opérateurs combinées à un cadre réglementaire probablement renforcé en France devraient permettre de restreindre l'existence de tels risques.** De bonnes pratiques de cimentation sur les nouveaux puits et de récupération des gaz permettent d'éviter ces fuites.

3.4. UN RISQUE LIÉ AUX COMPOSÉS ORGANIQUES VOLATILES ISSUS DES EAUX DE FORAGES ?

Les opposants au gaz de schiste craignent qu'en plus des émissions de méthane, la pollution de l'air soit aggravée par l'émission de composés organiques volatiles (COV, gaz et/ou vapeurs qui contiennent du carbone et peuvent être nocifs pour la santé, certains étant toxiques ou cancérogènes) présents dans les eaux de fracturation remontées à la surface puis évaporés dans l'air.

Ces émissions entraîneraient une pollution chimique qui pourrait être dommageable pour la santé des populations riveraines au vu de ce qui a déjà été rapporté dans les zones de forage (troubles respiratoires, allergies, maux de tête et décès parmi le bétail)¹⁴⁰. En novembre 2012, une étude a dressé un panorama des gaz s'échappant des puits stimulés par la fracturation hydraulique¹⁴¹. Pendant un an, les scientifiques ont analysé l'air autour de 16 puits situés dans le Colorado, tout au long des cycles de forage, de fracturation et d'exploitation. Les résultats ont montré **de fortes concentrations de gaz que l'on trouve habituellement sur des**

¹³⁷ *Ibid.*

¹³⁸ Transformation par laquelle les molécules absorbées se détachent du substrat, par exemple l'incinération ou le séchage.

¹³⁹ A. Rojey, B. Durand, *Le gaz naturel : production, traitement, transport*, 1994.

¹⁴⁰ J. Maherou, S. Norest et L. Ferrer, *De l'eau dans le gaz pour le schiste ?*, Association Santé Environnement France, 14 février 2013.

¹⁴¹ Theo Colborn, Kim Schultz, Lucille Herrick, Carol Kwiatkowski, *An Exploratory Study of Air Quality near Natural Gas Operations*, novembre 2012.

plateformes de forage : méthane, éthane, propane et quelques autres alcanes. Les auteurs affirment également avoir mesuré des émissions d'une cinquantaine d'hydrocarbures non méthaniques, dont 35 sont réputés être des perturbateurs endocriniens ou avoir des effets sur le système nerveux.

Pourtant, selon une étude publiée en novembre dernier aux États-Unis et relative à l'évolution des émissions de COV au Texas à proximité du bassin de Barnett depuis le début des années 2000, seul un COV (le bromure d'éthylène) a dépassé le seuil légal toléré, **sans qu'il puisse être établi que ce dépassement soit lié aux activités de gaz de schiste environnantes**¹⁴². Par ailleurs, à plus grande échelle, **des réglementations strictes** permettent d'encadrer et de limiter les émissions de COV dans l'atmosphère. Le méthane peut être brûlé à la sortie du puits pour qu'il se transforme en carbone, 20 à 30 fois moins puissant en terme d'effet de serre. Ainsi, l'EPA a publié en 2012 une nouvelle norme qui contraindra les opérateurs de puits de gaz de schiste à installer des torchères pour brûler les émissions de COV à la tête de leurs puits, en particulier en phase de remontée des fluides de fracturation.

3.5. DES NUISANCES VISUELLES ET SONORES ?

La question de l'empreinte locale est capitale au vu de l'ampleur des chantiers (de nombreux puits à creuser, des nuisances visuelles et sonores avec le passage des camions pour l'eau et les agents de soutènement, etc.) et de la densité d'occupation des sols des régions à explorer (bassin parisien et Sud-est de la France). C'est ce problème qui a d'ailleurs été soulevé en premier par les opposants au gaz de schiste en France. Les camions vont devoir se déplacer sur plusieurs centaines de kilomètres (chaque puits générerait entre 890 et 1 300 trajets de camions¹⁴³). Selon une étude québécoise¹⁴⁴, la quantité de gaz à effet de serre émise par ces activités serait en moyenne de 4,1 millions de tonnes d'équivalent de CO₂ par an, ce qui représente une hausse de 5 % des émissions actuelles au Québec¹⁴⁵. Elle peut également mettre en péril des activités touristiques. En effet, chaque zone de forage (soit environ une dizaine de puits par zone) s'étend sur 3,6 hectares, soit deux fois plus que pour un forage conventionnel.

¹⁴² A.G. Bunch, C.S.Perry, L.Abraham, D.S. Wikoff, J.A. Tachovsky, J.G.Hixon, J.D. Urban, M.A. Harris, L.C.Haws, *Evaluation of Impact of Shale Gas Operations in the Barnett Shale Region on Volatile Organic Compounds in Air and Potential Human Health Risks*, novembre 2013.

¹⁴³ « Boire ou forer ? », www.stopaugazdeschiste07.org, 10 septembre 2012.

¹⁴⁴ Institut de recherche et d'informations socio-économiques, *Gaz de schiste : une filière écologique et profitable pour le Québec ?*, février 2011.

¹⁴⁵ Selon l'EAI en 2013, les réserves estimées sont de 137 TCF en France et de 573 TCF au Canada, aucune donnée n'étant fournie par l'EPA sur la seule province de Québec.

Des technologies, certes plus coûteuses, permettent de limiter l'ampleur des chantiers de gaz de schiste et des améliorations sont à attendre des effets d'apprentissages :

- le forage qui couvre une surface d'un hectare est une installation temporaire qui n'existe qu'au début de l'exploitation. La superficie occupée en surface par les plateformes, une fois le forage effectué, est relativement restreinte et couvre quelques dizaines de mètres carrés, comme un mât d'éolienne pour une hauteur bien moins importante ;
- les transports nécessaires pour installer une exploitation de gaz de schiste sont à comparer à ceux nécessaires pour le développement d'autres énergies, sachant qu'une fois l'installation achevée le gaz et les effluents peuvent être acheminés par pipe. À titre de comparaison, une installation d'un champ de 64 éoliennes en béton (tendance actuelle) équivalente en énergie à une plateforme de gaz de schiste nécessite le transport de 120 000 tonnes de béton, 20 000 tonnes d'acier, le transport de 192 pales et la construction au minimum de 20 km de route pouvant supporter 10 tonnes/essieu. Cela représente environ 5 000 mouvements de camions de 30 tonnes pour la durée du chantier. Les technologies n'existant pas en France, certains de ces camions (pesant une cinquantaine de tonnes) parcourent des centaines de km émettant du CO₂ et autre polluants et usant les infrastructures nationales et locales.

Du fait de la dissociation du droit du sol et du sous-sol, l'empreinte au sol d'une potentielle exploitation du gaz de schiste en France pourrait être beaucoup plus limitée qu'aux États-Unis (jusqu'à divisée par un facteur trois). En effet, le régime juridique français permettra à un seul et même puits de capter le gaz contenu sous plusieurs terrains appartenant à des propriétaires différents (*cf. supra*).

3.6. LES AUTRES ARGUMENTS RECENSÉS

3.6.1. Les énergies renouvelables seraient les seules à même de préserver l'environnement et la biodiversité

Une fois qu'une installation de capture d'énergie renouvelable (éolienne et solaire) est construite, elle consomme peu, n'émet pas de gaz à effet de serre et impacte modérément le paysage et la biodiversité. Cependant, la construction de ces installations a mobilisé de la matière minérale et de l'énergie. La plupart des matières utilisées (fer, cuivre, aluminium, métaux rares), à l'exception du béton et du verre, sont importées et leur quantité est considérable. Une estimation¹⁴⁶ faite à partir des scénarios énergétiques imaginés pour achever la transition énergétique en 2050 montre qu'il sera nécessaire d'augmenter entre deux et dix fois les quantités de matière nécessaires pour les seules installations.

¹⁴⁶ Vidal et al., « Metals for a low-carbon society », *Nature Geosciences*, 30 octobre 2013.

Le développement des énergies renouvelables implique donc une consommation d'énergie accrue pour leur extraction. La consommation annuelle des industries d'extraction et de transformation représente entre 15 et 20 % de la consommation mondiale d'énergie. Elle implique en outre le développement de mines à ciel ouvert géantes dans des territoires inexplorés et fragiles (Arctique, forêt équatoriale, fonds sous-marins) avec des impacts environnementaux et sociétaux considérables, qui ne sont jamais pris en compte dans les schémas de développement de ces énergies.

À la différence de l'industrie minérale, l'industrie du gaz en forage impacte peu la surface, ses habitants et sa biodiversité. La développer sur notre territoire assurerait son contrôle et garantirait un impact environnemental minimal qui n'est pas ou peu assuré dans des pays qui se soucient peu de leur empreinte environnementale.

3.6.2. La transition énergétique vers les énergies renouvelables pourrait se faire suffisamment vite pour ne pas avoir besoin d'une énergie fossile en support intermédiaire

Tous les pays développés suivent un objectif de transition énergétique. Un risque réel pèse donc sur la disponibilité des matières rares utilisées pour la fabrication des éoliennes et des panneaux solaires, ainsi que sur l'augmentation des coûts des matières de base. Déjà, pour limiter les coûts de construction, les opérateurs remplacent les tours en acier des éoliennes par des tours en béton – impactant ainsi lourdement le bilan CO₂ de ces installations qui, en outre, ne seront ni recyclables ni réutilisables. Ces évolutions risquent de limiter l'installation des énergies renouvelables.

Dans ce contexte, des exploitations de gaz de schiste sur notre territoire seraient à même d'apporter les moyens financiers nécessaires pour mener à bien la transition énergétique et d'explorer le sous-sol afin d'accéder à des matières minérales rares qui ne seraient plus disponibles sur le marché. L'annonce récente de la création par l'ancien ministre du Redressement productif d'une compagnie des Mines va dans ce sens¹⁴⁷.

3.6.3. La découverte de réserves significatives en gaz et huile de schiste conduirait inévitablement à leur exploitation

Cet argument suppose qu'il n'est pas nécessaire d'entreprendre de recherches sur le gaz de schiste. Pourtant, l'étape consistant à rechercher une ressource doit être bien distinguée de celle de la qualification de la réserve et de son exploitation. La première pourrait être confiée aux organismes de recherche publique (CNRS, BRGM, IFPEN, université), tandis que la seconde dépendra d'une décision politique et sera réalisée par des opérateurs privés.

¹⁴⁷ Audition de M. Arnaud Montebourg, ministre du Redressement productif, par la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale sur la réforme du Code minier le 9 juillet 2013.

3.6.4. La mise en œuvre d'une recherche publique servirait de « cheval de Troie » à l'industrie

La France dispose d'une recherche publique en géosciences forte et compétente, bien que vieillissante. Son maintien par le renouvellement des personnels et des moyens techniques permettra d'apporter non seulement à l'État les moyens de décision requis, mais également au grand public la formation et les données nécessaires à son jugement.

3.6.5. Il n'y aurait aucune urgence à mettre en œuvre de telles recherches en France

Dans le contexte actuel exacerbé de compétition internationale pour l'énergie et les matières premières, repousser la recherche sur de nouvelles sources d'énergie peut paraître hasardeux. Attendre, c'est perdre des avantages économiques et des savoir-faire (la formation d'un géoscientifique ou d'un ingénieur en géosciences prend au minimum une dizaine d'années).

Il est intéressant de noter que l'opposition au gaz de schiste semble très corrélée aux préoccupations environnementales que suscitent les technologies actuelles d'exploitation puisque, selon un sondage¹⁴⁸ réalisé en février 2014, 69 % des Français approuvent l'idée de mener des recherches pour trouver un mode d'exploitation du gaz de schiste compatible avec la protection de l'environnement.

Toutes ces craintes se retrouvent très nettement dans l'opinion des Français à l'égard du gaz de schiste et méritent à ce titre d'être entendues et prises en compte afin d'assurer la tenue d'un débat apaisé. Si les progrès techniques et le cadre réglementaire national peuvent rendre maîtrisables tous les risques potentiellement liés à une exploitation de gaz de schiste, la question des émissions de méthane reste ouverte, faute d'études scientifiques suffisantes, et devra faire l'objet d'un encadrement particulier.

¹⁴⁸ Sondage Tilder-LCI-OpinionWay, *Op. cit.*

GAZ DE SCHISTE : COMMENT AVANCER ?

Les quatre axes de recommandations développés dans ce rapport ont pour objectif de permettre aux pouvoirs publics d'évaluer sereinement le potentiel du gaz de schiste dans notre pays. Ils prennent en compte les réserves suscitées par les impacts potentiels de l'exploration comme de l'exploitation de cette ressource.

Cadre législatif : où en est-on ?

La loi du 13 juillet 2011 interdit « *l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche* », et par conséquent toute exploration relative à des hydrocarbures non conventionnels et toute évaluation précise des ressources potentiellement contenues dans le sous-sol.

La loi prévoit néanmoins la mise en place d'une « *Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux* » qui aura pour objectifs d'évaluer les risques environnementaux liés aux techniques de fracturation hydraulique et aux techniques alternatives et d'émettre un avis sur des expérimentations « *réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public* ». De plus, aux termes de la loi le gouvernement remettra tous les ans au Parlement un rapport sur l'évolution des techniques d'exploration et d'exploitation, sur la connaissance du sous-sol et sur les conditions de mise en œuvre de ces expérimentations.

Ces leviers d'action autorisés par la loi n'ont pourtant jamais été mis en œuvre. De plus, la circulaire prise pour l'application de la loi¹⁴⁹ restreint le recours à la technique de sismique réflexion à la seule recherche d'hydrocarbures conventionnels. Or, la sismique réflexion est une méthode de prospection géologique essentielle pour améliorer la connaissance du sous-sol. L'abrogation de cette circulaire est donc un préalable à la levée de l'interdiction posée par la loi du 13 juillet 2011.

¹⁴⁹ Circulaire du 21 septembre 2012 relative aux permis de recherche d'hydrocarbures et aux travaux d'exploration.

4.1. ÉVALUER LA PLACE DU GAZ NATUREL DANS LE MIX ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS ET EUROPÉEN ET INSCRIRE CETTE DISCUSSION DANS LE DÉBAT EN COURS SUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Proposition n° 1 : évaluer les bilans de matière et les impacts environnementaux des différentes énergies y compris des renouvelables, afin de les prendre en compte dans la définition de la transition énergétique.

Proposition n° 2 : définir un mix énergétique cible avec la contribution de chaque source d'énergie et rappeler la place importante du gaz naturel.

Les informations obtenues de la proposition n° 1 serviront de support à un débat éclairé sur la définition de la politique énergétique de transition de la France et sur le rôle que le gaz (et potentiellement le gaz de schiste) peut jouer dans cette transition. Le débat parlementaire devrait permettre de définir la politique énergétique de long terme de la France dans la perspective de réduction des émissions de gaz à effet de serre à la hauteur des objectifs que le pays se sera fixé. La définition des objectifs de réduction d'émission du pays et de son mix énergétique, ainsi que l'évaluation des bilans de matière et d'impacts environnementaux de chaque source d'énergie, sont des préalables nécessaires à la définition des contributions de chaque source d'énergie. La réalisation des bilans CO₂ de chaque source d'énergie pourrait être prise en charge par l'ADEME.

Au sein du mix énergétique, le gaz peut être une source d'énergie complémentaire des énergies renouvelables dans la mesure où il offre au réseau davantage de flexibilité et permet d'assurer une transition énergétique progressive favorable aux énergies renouvelables, qui sont par essence intermittentes. Le débat pourrait notamment s'intéresser à la contribution potentielle du gaz de schiste français à la consommation totale de gaz, que la France importe à plus de 95 %. L'exploitation des ressources domestiques permettrait donc de limiter la dépendance énergétique du pays.

■ Le gaz est complémentaire au développement des énergies renouvelables

Le gaz est une source d'énergie flexible dans le temps (les centrales à gaz peuvent être démarrées dès le besoin constaté) comme dans l'espace (absence de contraintes géographiques pour l'implantation des centrales à gaz, permettant de rapprocher les zones de production des foyers de consommation). Il peut, à ce titre, être utilisé comme source d'énergie complémentaire aux énergies renouvelables qui, en raison de leur intermittence et de leur localisation dans certaines zones géographiques, ne correspondent pas nécessairement aux principaux bassins de consommation.

Le recours au gaz favoriserait donc le développement progressif des énergies renouvelables, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement du réseau. En effet, il permet de limiter le

risque de tension sur le réseau lorsque la production d'énergie d'origine renouvelable ne permet pas de répondre aux pics de demande. Ce développement ne serait pas contradictoire avec l'objectif de réduction à terme de 30 % de la consommation des énergies fossiles d'ici 2030 et s'inscrirait dans la logique du programme présenté par François Hollande lors de la campagne présidentielle de 2012 de réduction de 75 à 50 % de la part du nucléaire dans le mix énergétique français d'ici 2025¹⁵⁰.

Contrairement à ce qui est soutenu par les opposants au gaz de schiste¹⁵¹, l'exploitation de ces ressources n'éloignerait pas la France de son objectif long terme d'atteindre une société sans carbone. En effet, la transition énergétique se fera sur une longue période et sera conditionnée au développement généralisé de solutions de stockage de l'énergie plus économiques et à la parité réseau des énergies renouvelables. Comme le souligne le site du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, *« notre dépendance au pétrole et au gaz est très importante et le sera pendant encore des dizaines d'années malgré le développement accéléré des économies d'énergie, la transition vers des énergies moins émettrices de CO2 et le développement des énergies renouvelables »*¹⁵².

La transition énergétique ne saurait donc reposer sur les seules énergies renouvelables, sauf à augmenter considérablement le prix de l'électricité en France par le biais de la contribution au service public de l'électricité, déjà très dynamique ces dernières années. Rappelons que les industriels français sont déjà en situation de désavantage compétitif sur la scène internationale en termes de coût de l'énergie.

¹⁵⁰ François Hollande, *Mes 60 engagements pour la France*, 26 janvier 2012. Le président recommandait à l'époque de « fermer les centrales en fin de vie » et d'« augmenter massivement les énergies renouvelables ».

¹⁵¹ C'est par exemple la position défendue par Cécile Duflot, alors ministre de l'Égalité des chances et du Logement, sur RTL le 1^{er} février 2013 : « ce n'est pas une affaire politicienne ou entre partis : décider d'exploiter les gaz de schistes, c'est mettre en péril une partie de notre sous-sol, tout ça parce qu'on ne veut pas engager la vraie transition énergétique qui vise à développer les énergies renouvelables et les économies d'énergie ».

¹⁵² Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, *Les ressources en pétrole de la France*, 2014.

Tableau 4 : Charges de service public de l'électricité en 2014¹⁵³

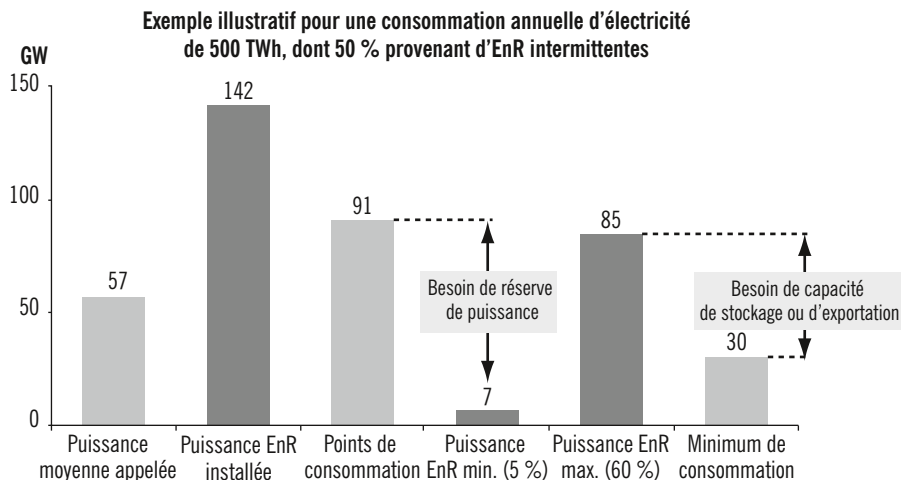
	Montant prévisionnel pour 2014 (en M€)	Pourcentage du total des charges prévisionnel pour 2014
Total énergies renouvelables	3 722,4	60,2 %
<i>Eolien (MC)</i>	854,6	13,8 %
<i>Eolien (ZNI)</i>	5,8 %	0,1 %
<i>Photovoltaïque (MC)</i>	2146,6	34,7 %
<i>Photovoltaïque (ZNI)</i>	246,8	4,0 %
<i>Autres ENR (MC)</i>	459,2	7,4 %
<i>Autres ENR (ZNI)</i>	9,5	0,2 %
Total contrats d'achat hors ENR (MC)	462,0	7,5 %
<i>Cogénération (MC)</i>	412,1	6,7 %
<i>Disponibilité des centrales de cogénérations de plus de 12 MW (MC)</i>	45,0	0,7 %
Autres contrats d'achat (MC)	4,9	0,1 %
Total péréquation tarifaire hors EnR (ZNI)	1 651,0	26,7 %
<i>Surcoût de production</i>	811,2	13,1 %
<i>Contrats d'achat hors EnR</i>	839,8	13,6 %
Dispositions sociales	350,3	5,7 %
TOTAL	6 185,7	100 %

ENR : énergies renouvelables ; MC : métropole continentale ; ZNI : zones non interconnectées (désigne certaines zones non connectées au réseau, comme les départements d'Outre-Mer et la Corse).

Source : Commission de régulation de l'énergie, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 octobre 2013 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2014*, 9 octobre 2013.

Une solution intermédiaire pour le mix énergétique serait donc d'adosser l'essor des énergies renouvelables au développement d'énergies complémentaires susceptibles de prendre le relai en cas d'inadéquation entre l'offre d'électricité d'origine renouvelable et la demande des consommateurs. Le gaz est le mieux à même de répondre à ces enjeux techniques et économiques.

¹⁵³ Selon le site de la Commission de régulation de l'énergie, les charges prévisionnelles de service public d'électricité pour l'année 2014 sont évaluées à 8,4 Mds€, dont 6,2 Mds€ correspondent aux charges prévisionnelles au titre de 2014 et environ 2,2 Mds€ à la régularisation de l'année 2012.

Figure 23 : Les énergies renouvelables sont intermittentes

Note : exemple illustratif se basant sur les hypothèses suivantes : pointe à 116 fois la puissance moyenne, minimum de consommation à 0,5 fois la puissance moyenne, facteur de charge des EnR, min. 5 %, moyen 20 %, max. 60 %, ainsi qu'une flexibilité totale des moyens de production d'électricité non intermittents.

Source : Mines ParisTech.

Enfin, l'exploitation du gaz de schiste français pourrait être associée à des projets de captage et de réutilisation du CO₂ (biomasse, matériaux, gaz) émis dans la combustion et de projets de séquestration souterraine ou minérale. Les synergies opérées dans ce cadre pourraient permettre des économies substantielles de recherche et soutenir, à terme, l'effort national de réduction des émissions de CO₂.

En outre, les exploitations de gaz de schiste pourraient être valorisées, dans certains contextes favorables, par leur transformation en exploitations géothermiques probablement exploitables sur une quarantaine d'année (durée de vie moyenne des installations). Cela serait d'autant plus facile que cette transformation pourrait être intégrée dès la conception initiale des champs, ce qui est possible d'un point de vue technique¹⁵⁴.

■ Le gaz est aussi une matière première non-substituable pour l'industrie

Le gaz est une matière première entrant dans la composition de nombreux produits (cf. chaîne de valeur de l'éthylène, figure 9) qui est difficilement substituable. Par exemple, en pétrochimie, le naphta dérivé du pétrole est plus coûteux que l'éthane issu du gaz ; le butane et le propane

¹⁵⁴ Il n'existe pas encore de cas de réutilisation d'un forage de gaz de schiste en exploitation géothermique, mais cette pratique pourrait se développer dans les années à venir. En effet, dans les forages d'hydrocarbures conventionnels, la chaleur produite est valorisée par l'usage d'un liquide qui s'évapore et alimente une turbine.

doivent être combinés à l'éthane pour fabriquer de l'éthylène. Ces substituts imparfaits ne permettent pas de se passer du gaz ou de réduire sa contribution sans impacter les prix des produits aval.

Ainsi, alors que l'éthylène européen est en moyenne 26 % plus cher que l'éthylène produit aux États-Unis et que les raffineries françaises tournent au ralenti (pénalisées par le désavantage compétitif de leurs coûts de production), l'évolution des vapocraqueurs français vers davantage d'éthane et moins de naphta à moyen terme pourrait contribuer à réduire les coûts de production de l'industrie pétrochimique et relancer la consommation de gaz domestique.

■ Le gaz de schiste pourrait être une source d'approvisionnement en gaz de la France

Dans le cadre de la réflexion à engager sur le rôle du gaz dans le mix énergétique de la France, le gaz de schiste pourrait être considéré comme **un des maillons de la chaîne d'approvisionnement qui viendrait en complément des importations de gaz naturel liquéfié et de gaz naturel comprimé.**

La France doit actuellement déterminer sa stratégie de long terme concernant l'approvisionnement en gaz, dans un contexte particulier où :

- Total a arrêté la production gazière de Lacq depuis la fin de l'année 2013¹⁵⁵ ;
- la production de GNL dans les régions proches de la France (Nord de l'Europe, Nord de l'Afrique) pourrait diminuer d'ici 2020-2030 ;
- les niveaux de prix du gaz très élevés en Asie détournent des volumes importants de GNL d'Europe.

Par conséquent, l'exploitation du gaz de schiste français permettrait de sécuriser les besoins en gaz domestiques. Une production nationale pourrait, par exemple, permettre de faire face à des difficultés d'approvisionnement (liées par exemple à des difficultés géopolitiques¹⁵⁶) et de donner à la France une plus grande marge de manœuvre pour négocier avec ses fournisseurs.

Le potentiel de la France en gaz de schiste exploitable est donc un facteur à prendre en compte dans le débat sur le projet de loi relatif à transition énergétique qui a lieu en 2014. Toutefois, **la connaissance de cette potentialité suppose la création de conditions favorables en amont parmi lesquelles un cadre réglementaire stable, une concertation avec les parties prenantes et une réflexion sur le partage de la valeur ajoutée inhérente à l'essor de cette filière.**

¹⁵⁵ Hormis pour les industries aval installées sur le site.

¹⁵⁶ Pour mémoire, le conflit qui a déjà opposé récemment la Russie et l'Ukraine a entraîné l'arrêt complet des livraisons gazières russes destinées à l'Europe et passant par l'Ukraine entre le 7 et le 20 janvier 2009.

4.2. AMÉLIORER LA CONNAISSANCE DU SOUS-SOL FRANÇAIS

Proposition n° 3 : engager un travail de recensement de nos ressources dès 2015 afin de prendre la mesure des quantités de gaz de schiste réellement disponibles en France.

Proposition n° 4 : synchroniser les efforts de recherche en coordonnant les organismes de géosciences et les ministères.

De nombreuses institutions publiques en géosciences et technologies du sous-sol existent en France (BRGM, IFPEN, CNRS-INSU, Ifremer, universités). Les efforts de coordination menés depuis 2009 dans le groupe de programmation « Énergies fossiles, géothermie et métaux critiques » de l'ANCRE doivent être soutenus pour améliorer notre connaissance des ressources du sous-sol.

D'autre part, les institutions publiques compétentes en géosciences doivent travailler de pair avec les groupes de réflexion récemment créés dans les ministères (ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, ministère du Redressement productif, ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche), à savoir le COMES (comité des métaux stratégiques), le CSF IEPT (comité sectoriel de filière des industries extractives et de première transformation) et la future compagnie des Mines¹⁵⁷ afin d'affiner la connaissance du sous-sol et de la zone économique exclusive (ZEE) français et plus particulièrement des ressources potentielles en gaz de schiste.

Proposition n° 5 : assurer des financements durables et suffisants pour les travaux de recherche au travers des agences de financement publiques (Agence nationale de la recherche, ADEME, Fonds unique interministériel, etc.) et promouvoir la formation en géosciences afin d'assurer le renouvellement des ressources humaines dans la recherche et l'industrie du sous-sol et de ses transformations.

Les résultats de la cartographie des ressources en hydrocarbures suggérée dans la proposition n° 3 permettront d'apporter une information factuelle et objective sur les ressources effectives de la France en gaz de schiste.

La connaissance du sous-sol français est aujourd'hui limitée et très en-deçà des connaissances acquises dans la plupart des pays de l'OCDE. En moyenne, on ne sondait plus que 20 000 km² *onshore* par an en France dans les années 2000, soit trois fois moins qu'au début des années 1990, époque à laquelle la connaissance et les technologies permettant d'extraire les hydrocarbures non conventionnels étaient beaucoup moins développées. Les données existantes sur les ressources et gisements du sous-sol français mériteraient donc d'être mises à jour et précisées s'agissant notamment des ressources en gaz et huile de

¹⁵⁷ La création de la compagnie nationale des Mines de France a été annoncée par Arnaud Montebourg, alors ministre du Redressement productif, le 21 février 2014, mais n'est pas encore aboutie.

roche mère. Le développement de ces travaux de cartographie peut intervenir dès maintenant grâce à la mobilisation coordonnée des très nombreuses institutions publiques compétentes.

Pour mieux comprendre son sous-sol, la France dispose des ressources humaines compétentes, réparties au sein du CNRS et des universités sous la coordination de l'Institut national des sciences de l'Univers (CNRS-INSU), du BRGM, de l'IFPEN et de l'Ifremer pour les marges continentales et les moyens à la mer.

Ces institutions (qui représentent autour de 4 000 chercheurs, ingénieurs et techniciens) se sont coordonnées pour définir un programme d'étude du sous-sol français au sein du groupe de programmation « Énergies fossiles, géothermie et métaux critiques » de l'ANCRE, tandis que le BRGM pilote, pour le ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche, en s'appuyant sur des équipes du CNRS et des universités, le nouveau programme « Référentiel géologique de la France ». Ce programme a pour objectif de proposer une nouvelle vision dynamique et numérique de l'espace souterrain français en quatre dimensions (espace et temps) pour renouveler les anciennes cartes géologiques (qui étaient en format papier et donc statiques).

Actuellement doté de moyens limités et principalement orienté sur les Pyrénées, ce projet pourrait, s'il était correctement coordonné avec les autres organismes publics et doté de moyens conséquents par les agences de financement, favoriser une meilleure connaissance de notre potentiel en gaz de schiste et des autres ressources. Ce programme pourrait ainsi bénéficier des moyens techniques du réseau géodésique et sismologique français (RESIF, un instrument de recherche du CNRS) en cours de construction.

Ces actions ne peuvent être découplées des réflexions menées dans les groupes de réflexion récemment créés dans les ministères concernés¹⁵⁸ à savoir le COMES et le CSF IEPT. D'autre part, au-delà du volume des ressources potentielles, la qualité du gaz hébergé dans le sous-sol français, donnée pourtant cruciale, est également mal connue.

Ces travaux de recherche (*via* la cartographie notamment), compatibles avec les dispositions de la loi votée le 13 juillet 2011 interdisant la fracturation hydraulique, permettraient d'affiner les connaissances nationales en matière de :

- **ressources en gaz naturel effectivement présentes dans le sous-sol français.** Les estimations fournies par les agences internationales sont encore très incertaines et ont d'ailleurs, dans le cas de la France, récemment été revues à la baisse (passant de 5,1 à 3,9 Tm³) ;

¹⁵⁸ Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, ministère du Redressement productif et ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

- **ressources en liquides de gaz naturel présentes dans les bassins de roche mère domestiques.** Le caractère humide ou sec du gaz de schiste sera déterminant pour évaluer les impacts d'une potentielle exploitation de ces ressources sur les industries aval. En effet, les bénéfices du gaz de schiste pour les industries pétrochimiques sont non seulement liés à la baisse du prix du gaz comme source d'énergie (le méthane, c'est-à-dire le gaz sec) mais aussi à la disponibilité et à la baisse du prix des liquides de gaz naturel (l'éthane, le propane et le butane) ;
- **éléments naturels solides, liquides ou gazeux présents dans les couches géologiques traversées par les puits et susceptibles d'être remontés à la surface avec les fluides de fracturation.** Cette connaissance permettrait de mesurer les efforts de retraitement des fluides de fracturation remontés à la surface qu'il conviendra de fournir afin de limiter et circonscrire les éventuels impacts environnementaux et les coûts potentiels associés ;
- **géologie des roches mères :** propriétés des roches mères, présence de failles sismiques, connaissance du milieu hydrogéologique, etc.

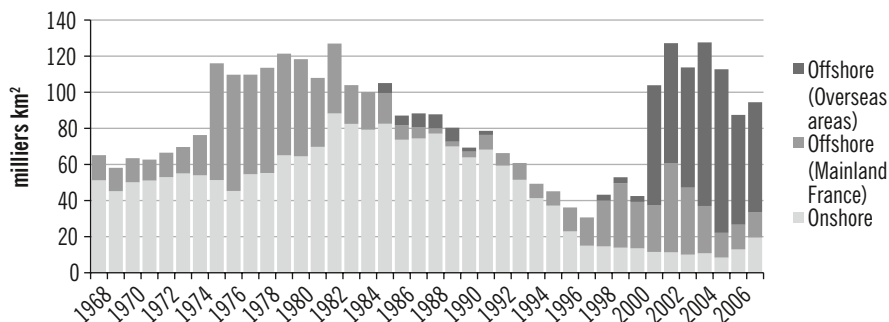
Ces travaux devraient être conduits sous l'égide de l'État afin d'éviter tout risque d'asymétrie d'information entre les opérateurs privés en charge de ces projets et l'État, propriétaire des ressources sondées. En effet, les opposants au gaz de schiste craignent qu'en faisant appel à des compagnies privées pour évaluer les ressources, l'État ne dispose pas des données réelles et que les modalités de vente des ressources naturelles publiques aux compagnies privées s'en trouvent compromises. Par exemple Thomas Porcher, citant Joseph Stiglitz, rappelle ainsi que « *la stratégie des compagnies pétrolières, gazières, minières est de faire en sorte que l'État reçoive le moins possible, tout en aidant à trouver des arguments expliquant pourquoi il est souhaitable voire nécessaire qu'il reçoive si peu* »¹⁵⁹. Les opposants estiment que ce risque est particulièrement élevé en France dont l'expérience en tant que pays producteur d'énergie reste très limitée.

L'OPECST a estimé dans son rapport d'étape de juin 2013¹⁶⁰ qu'il s'agit de « *faire de la connaissance de notre sous-sol dans tous ses aspects une priorité de la recherche* ». L'IFPEN, cité dans le rapport de l'OPECST, estimait en 2012 que **le coût global d'une évaluation des réserves des bassins parisien et du Sud-Est (en ressources en gaz et huiles de schiste) coûterait environ 1,75 million d'euros.**

¹⁵⁹ « Gaz de schiste, ce miracle économique qui a du plomb dans l'aile », www.mcguffin.wordpress.com, 18 juin 2013.

¹⁶⁰ *Les techniques alternatives à la fracturation...*, Op. cit.

Figure 24 : Évolution de la surface du territoire français couverte par des permis d'exploration et hydrocarbure



Source : ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

La réalisation de ces travaux n'a pas d'impact significatif sur l'environnement et ne devrait pas entrer en contradiction avec le moratoire sur le gaz de schiste institué par la loi du 13 juillet 2011. Toutefois, la circulaire prise pour l'application de la loi¹⁶¹ précise que « les travaux d'exploration par campagnes de géophysique utilisant la technique de sismique par réflexion¹⁶² sont nécessaires pour mieux connaître la nature du sous-sol. Ils ne pourront être réalisés que dans les zones géographiques où cela peut être justifié par la recherche d'hydrocarbures conventionnels ». De plus, selon le rapport de l'OPECST¹⁶³, cette circulaire interdit d'utiliser la technique de sismique si celle-ci n'est pas justifiée par la recherche des seuls hydrocarbures conventionnels. **L'OPECST préconise que cette circulaire soit abrogée pour que l'inventaire des ressources en gaz de schiste du territoire national à des fins de connaissance du sous-sol puisse être effectué¹⁶⁴.**

Ces recherches répondent à un besoin de connaissance du contenu du sous-sol français et peuvent donc être conduites dès à présent, indépendamment de toute initiative politique visant à apprécier la pertinence d'explorer et d'exploiter le gaz de schiste français. C'est à l'issue de ces premières investigations qu'une décision éclairée sur l'opportunité de lever le moratoire sur l'exploration et l'exploitation des ressources non conventionnelles de la France pourra être prise.

¹⁶¹ Circulaire du 21 septembre 2012, *Op. cit.*

¹⁶² Méthode de prospection géologique qui étudie la réflexion d'ondes sismiques aux interfaces entre plusieurs couches géologiques et permet d'obtenir une image en 2D ou 3D de surfaces de 1 000 km² environ pour des profondeurs inférieures à 10 km.

¹⁶³ *Les techniques alternatives à la fracturation...*, *Op. cit.*

¹⁶⁴ *Ibid.*

4.3. METTRE LE DÉVELOPPEMENT DU GAZ DE SCHISTE AU SERVICE DE LA COMPÉTITIVITÉ

Les propositions qui suivent ne seront envisageables que dès lors qu'il aura été montré par des études que les niveaux de réserves sont suffisants et que la France dispose du potentiel et des capacités nécessaires pour exploiter le contenu du gaz contenu dans son sous-sol.

Proposition n° 6 : aligner les intérêts locaux et nationaux en assurant une répartition équitable des bénéfices possiblement induits par l'exploitation du gaz de schiste entre les différentes parties prenantes (particuliers, collectivités locales, industries aval et amont, État)¹⁶⁵.

Proposition n° 7 : mettre en place les modalités juridiques permettant de faire bénéficier les industriels français d'un avantage compétitif en échange de leur implication dans les projets d'exploration/exploitation.

Ces modalités auront pour objectif d'impliquer les industriels gazo ou électro intensifs au plus tôt dans les projets d'exploration et d'exploitation de gaz de schiste afin de sécuriser leurs approvisionnements en gaz (comme source d'énergie ou de matière première) à un coût optimal (*via* des partenariats publics/privés, des clause de destination, etc.) et d'améliorer leur compétitivité sur la scène internationale.

Proposition n° 8 : mobiliser la filière industrielle pour définir des normes et un modèle économique qui assurent la rentabilité des investissements consentis.

Le développement du gaz de schiste en France doit s'entendre comme l'un des éléments d'une politique globale de réindustrialisation des territoires. À ce titre, l'éventuelle décision de lever le moratoire sur le gaz de schiste devra s'accompagner d'une réflexion sur le partage de valeur issue de l'exploration et de l'exploitation de ces ressources incluant l'ensemble des parties prenantes, c'est-à-dire l'État, les collectivités territoriales, les particuliers concernés et les opérateurs industriels, qu'ils soient en amont des acteurs en charge de l'extraction des ressources en gaz, mais aussi en aval les acteurs industriels consommateurs de gaz comme source d'énergie ou matière première.

Pour les industriels aval, un tel partage, sous la forme d'un accès à des sources d'énergie à moindre coût, permettrait de gagner en compétitivité sur la scène internationale et aurait pour effet de dynamiser l'industrie française.

¹⁶⁵ Les projets d'exploration et d'exploitation pourraient également être développés sous la forme d'un co-actionariat entre les acteurs industriels et les collectivités locales.

Le schéma de partage de la valeur pourrait prendre en compte les intérêts en présence :

- concernant **les industriels aval** : la définition d'un cadre leur permettant de percevoir une partie des bénéfices liés au gaz de schiste est cruciale. Celui-ci devrait donner aux industriels consommant du gaz un accès moins cher à cette ressource afin de renforcer leur compétitivité sur la scène internationale mais aussi de stimuler le développement de bassins industriels dans les territoires français, à l'image de ce qu'a rendu possible l'exploitation du gaz de Lacq ;
- concernant les bénéfices perçus par **les industriels opérateurs du puits**, la définition d'un système fiscal stable, clair et attractif comme au Royaume-Uni (*cf. infra*) avec une taxation moindre des revenus tirés de l'exploitation du gaz de schiste pourrait inciter les industriels à se positionner sur des projets d'exploration/exploitation des ressources françaises en gaz de schiste et à porter les risques opérationnels et financiers induits ;
- concernant les bénéfices accordés aux **particuliers propriétaires de surfaces exploitables**, le régime actuel du droit français (scindant les droits de propriété du sol et du sous-sol) ne présente pas d'obstacle au développement du gaz de schiste. Une revalorisation des indemnités perçues par les particuliers pourrait être envisagée¹⁶⁶ ;
- concernant les bénéfices accordés aux **autorités publiques, une meilleure répartition des revenus entre entités nationales et locales paraît indispensable** afin de faciliter l'acceptation des projets dans les territoires. En effet, alors que l'exploitation du gaz de schiste a des impacts potentiels qui seraient subis au niveau local (pollutions des aquifères ou des nappes phréatiques, risques sismiques, empreinte locale), les bénéfices liés à l'essor de la filière seront eux distribués à l'échelle nationale (réindustrialisation, gains de compétitivité, etc.).

Cette question du partage de la valeur ajoutée n'a jamais été discutée en France, alors qu'elle a été prise en compte dans les pays qui ont opté pour une exploitation de cette ressource, à l'image du Royaume-Uni.

Le régime français actuel des redevances dues par le titulaire de la concession repose sur le principe d'une redevance payée principalement à l'État, mais s'intéresse peu aux collectivités locales pourtant directement concernées par les projets d'exploitation sur leurs territoires. Ce désalignement ne facilite pas l'acceptabilité des éventuels projets de gaz de schiste. La France pourrait donc s'inspirer :

- **du modèle de rétribution des collectivités locales adopté au Royaume-Uni** pour permettre qu'une partie des recettes fiscales tirées de l'exploitation du gaz de schiste bénéficient directement aux collectivités locales concernées ;

¹⁶⁶ Le montant actuel de la redevance tréfoncière est de 15 euros par hectare, versés une fois pendant toute la durée de la concession.

- **ou de son propre régime applicable aux installations hydroélectriques**, qui a néanmoins davantage bénéficié aux collectivités locales qu'à la compétitivité des entreprises.

■ Les enseignements du modèle britannique

Après avoir levé son moratoire sur le gaz de schiste en décembre 2012 et alors que plusieurs mouvements de contestation locale persistent, le gouvernement britannique a récemment annoncé une série de mesures visant à renforcer l'acceptabilité des projets d'exploration :

- **la revalorisation significative des bénéfices attribués aux collectivités territoriales.** Le gouvernement britannique cherche à mettre en œuvre un dispositif incitatif à destination des municipalités afin de les encourager à accepter l'exploitation du gaz de schiste sur leur territoire. Le Premier ministre, David Cameron a annoncé que les municipalités qui donneraient leur accord pour des projets d'exploration recevraient 100 % des taxes professionnelles liées à ces activités (au lieu des 50 % traditionnellement versés), ce qui pourrait représenter un montant de deux millions d'euros par municipalité.

Plus précisément, le gouvernement entend inciter les municipalités à accueillir des exploitations de gaz de schiste en leur allouant les avantages suivants¹⁶⁷ :

- 120 000 euros (100 000 £) pour chaque nouvelle installation utilisant la technique de la fracturation hydraulique ;
- 1 % des revenus de la production de gaz de schiste ;
- 100 % des taxes professionnelles, qui équivaldrait à 1,7 millions £ (soit 2 millions d'euros) par an.

L'association des gouvernements locaux (*Local Government Association*) du Royaume-Uni a accueilli positivement ces annonces tout en faisant savoir qu'elle attendait une proposition détaillée de la répartition et de l'affectation des sommes de la part du gouvernement. Elle a également précisé qu'une part de 10 % des revenus liés à la production du gaz de schiste lui paraîtrait plus appropriée que le retour d'1 % prévu¹⁶⁸.

- **La mise en place à terme de projets publics spécifiques financés par la rente du gaz de schiste.** Bien qu'un fonds pour les générations futures n'existe pas à ce jour au Royaume-Uni, sa création est envisagée par le gouvernement si la production de gaz de schiste décolle. Il permettrait alors de financer la transition vers une économie « bas carbone ».
- **La visibilité et l'attractivité du système fiscal applicable aux industriels exploitants.** Si le gouvernement britannique entend favoriser l'exploitation du gaz de schiste en accordant des

¹⁶⁷ Cabinet du Premier ministre, « Local councils to receive millions in business rates from shale gas developments », 13 janvier 2014.

¹⁶⁸ Local Government Association, *LGA Briefing for the House of Lords: the community benefit associated with shale gas operations*, 19 novembre 2013.

avantages aux communes et collectivités locales, il a également mis en place un système fiscal incitatif afin d'attirer les investissements. Le Trésor (*HM Treasury*) a ouvert une consultation à l'attention des parties prenantes afin de mettre en place un régime fiscal spécifique pour l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste. À la suite de cette consultation, il a décidé d'adopter un régime favorable à l'ensemble des exploitations de gaz et de pétrole *onshore*. Ce régime pourrait être appliqué dès 2014 et a été inclus dans le projet de loi de finances pour cette même année. Aux termes de cette loi, la fiscalité des revenus issus de l'exploitation des gisements de gaz et de pétrole *onshore* serait de 30 % au lieu des 62 % prévus antérieurement¹⁶⁹.

■ L'exemple du partage de la rente hydroélectrique

En France, en matière de partage de la rente hydroélectrique avec les collectivités locales, le concessionnaire « *est assujéti, par l'acte de concession, au paiement de redevances proportionnelles, soit au nombre de kilowattheures produits, soit aux dividendes ou aux bénéfices répartis. Un tiers de la redevance proportionnelle est réparti par l'État entre les départements et les communes sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La moitié du produit de cette fraction de la redevance est attribuée aux départements ; l'autre moitié est attribuée aux communes* »¹⁷⁰. Sous réserve d'une modification des dispositions du Code minier actuel, il serait possible de répliquer ce partage en matière d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste.

La transposition du modèle de l'hydroélectrique serait d'autant plus pertinente qu'elle induirait une augmentation des ressources allouées aux collectivités locales concernées par des projets de gaz de schiste dans un contexte de baisse tendancielle des dotations de l'État à ces collectivités. Néanmoins, il faudrait prendre garde à ce que la « rente » (éventuelle) générée par les gaz non conventionnels ne soit pas totalement confisquée au profit des pouvoirs publics nationaux ou locaux. Une partie substantielle doit pouvoir, selon des mécanismes à définir, bénéficier aux entreprises, notamment celles qui sont énérgo-intensives ou qui consomment beaucoup de gaz en tant que matière première.

¹⁶⁹ HM Revenue & Customs, *UK oil and gas fiscal regime: new onshore allowance*, décembre 2013.

¹⁷⁰ Article L. 521-22 du Code de l'énergie : « *Indépendamment des réserves en eau et en énergie dont il doit être tenu compte pour la fixation des charges pécuniaires prévues ci-après, le concessionnaire est assujéti, par l'acte de concession, au paiement de redevances proportionnelles, soit au nombre de kilowattheures produits, soit aux dividendes ou aux bénéfices répartis, ces deux redevances pouvant éventuellement se cumuler. Toutefois, la redevance proportionnelle aux dividendes ou aux bénéfices ne peut lui être imposée que lorsque le concessionnaire est une société régie par le livre II du code de commerce et ayant pour objet principal l'établissement et l'exploitation de l'usine hydraulique. Les redevances proportionnelles au nombre de kilowattheures produits par l'usine sont déterminées par décret en Conseil d'État, à des valeurs uniformes pour les usines en service et pour les futures usines, en tenant compte des variations de la situation économique. Un tiers de la redevance proportionnelle est réparti par l'État entre les départements et les communes sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La moitié du produit de cette fraction de la redevance est attribuée aux départements ; l'autre moitié est attribuée aux communes. La répartition est faite proportionnellement à la puissance hydraulique moyenne devenue indisponible dans les limites de chaque département et de chaque commune du fait de l'usine* ».

L'article L.132-16 du Code minier prévoit que « *les titulaires de concessions de mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux, à l'exception des gisements en mer, sont tenus de payer annuellement à l'État une redevance à taux progressif et calculée sur la production. Cette redevance est due rétroactivement au jour de la première vente des hydrocarbures extraits à l'intérieur du périmètre qui délimite la concession. 28,5 % du produit de cette redevance est versé à la caisse autonome nationale de sécurité sociale dans les mines* »¹⁷¹.

Une partie marginale de la redevance est également versée aux communes et parfois aux départements. Les retombées fiscales de l'exploitation bénéficient donc aujourd'hui peu aux collectivités territoriales alors qu'elles hébergent les installations sur leurs territoires.

Le projet de réforme du Code minier répond en partie à cette problématique et prévoit :

- d'étendre le bénéfice des redevances pour les collectivités territoriales en fonction des sujétions et impacts de toute nature générés sur leur territoire par les installations ;
- de fixer une partie de la redevance, de manière conventionnelle, entre les collectivités territoriales bénéficiaires et le titulaire du titre minier, avec une procédure de délibération des collectivités.

Au surplus, dès lors que l'activité minière n'est pas linéaire et ne génère donc pas des profits constants, il est proposé que le montant des redevances puisse être revu périodiquement pendant toute la durée du titre minier afin de tenir compte, notamment, de la variation des cours mondiaux des substances exploitées, des avancées technologiques ou de tout élément pouvant faire varier la production et les profits qui en sont retirés.

4.4. ASSURER UNE ÉVOLUTION PROGRESSIVE ET CONTRÔLÉE

Proposition n° 9 : mettre en place une commission temporaire dédiée à la supervision des projets d'exploration du gaz de schiste, qui aura pour objectif de proposer des aménagements du cadre réglementaire selon les retours d'expérience issus des projets pilotes¹⁷².

¹⁷¹ Le barème de la redevance est fixé par le Code minier. Selon le site du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, pour le gaz le taux est de 0 % pour une production annuelle inférieure à 300 millions de m³ et de 5 % pour une production annuelle supérieure. En 2010, 6,25 millions d'euros environ ont été versés à l'État pour le gaz, dont 1 million d'euros au titre de la redevance progressive des Mines, le reste ayant été versé au titre de la redevance départementale et communale des Mines.

¹⁷² Son mandat pouvant aller au-delà de celle prévue par la loi du 13 juillet 2011, d'ailleurs jamais constituée.

Proposition n° 10 : développer un (ou plusieurs) sites-pilotes sur la fracturation hydraulique pour montrer ses implications techniques et son impact environnemental.

Proposition n° 11 : créer des structures d'information et d'échanges avec les populations locales (en cours dans le cadre du projet de réforme du Code minier).

Proposition n° 12 : rendre systématique et contraignante la réalisation d'études d'impact environnemental dès la phase d'exploration, sous le contrôle des instances compétentes au niveau territorial (au sein des DREAL). La coordination de ces études d'impact pourra être assurée par exemple en nommant un préfet coordinateur ou en attribuant cette mission à la commission temporaire.

Si le principe juridique de séparation du droit du sol et du sous-sol est pertinent en France, le Code minier peut être amélioré et des évolutions du cadre français paraissent envisageables sur le modèle de celles engagées dans d'autres pays européens afin de favoriser l'acceptabilité de la filière. Elles restent conditionnées à la conduite, dans un premier temps, des travaux de recherche préliminaires mentionnés dans la proposition n° 3 de ce rapport et au fait qu'à l'issue de ces travaux, le pouvoir législatif s'engage éventuellement sur la voie d'une levée du moratoire. L'exploitation du gaz de houille – ne nécessitant pas de recourir à des techniques de fracturation – dans les bassins de Lorraine et du Nord-Pas-de-Calais, permettrait en premier lieu de redynamiser la tradition d'exploitation minière de la France et de fournir une source d'approvisionnement domestique.

Les évolutions du cadre réglementaire français consisteraient, dans un premier temps, en la création d'un cadre souple permettant d'encadrer les premiers projets d'exploration et à termes les projets d'exploitation. Ce cadre permettrait de tenir compte des inquiétudes environnementales et des populations locales, et prévoirait la création d'une Commission temporaire chargée de superviser ces projets d'exploration et d'assurer une meilleure communication et la transparence de l'information vis-à-vis des populations locales et du grand public. L'expérience et les travaux de cette commission pourraient alors servir à amender le cadre réglementaire défini au préalable en fonction de l'apprentissage acquis en phase d'exploration.

Pour reprendre les termes de l'AIE¹⁷³, **c'est l'application de cinq règles d'or qui a permis de modifier, en Europe, l'état de l'opinion sur le gaz de schiste et d'engager plusieurs pays européens dans la voie de l'exploitation. Ces règles sont :**

- la prise en compte de l'inquiétude des populations locales et la maîtrise du risque environnemental ;

¹⁷³ AIE, *Des règles d'or pour un âge d'or du gaz*, 2013.

- l'engagement des populations locales et de la société civile dès le début de toute exploration et avant le commencement des travaux ;
- une information transparente de la part des opérateurs et une communication et des décisions du gouvernement s'appuyant sur des bases scientifiques indépendantes ;
- l'existence d'un cadre réglementaire et fiscal stable et incitatif à l'investissement ;
- et le partage du bénéfice de l'exploitation avec la population locale.

Ces cinq facteurs sont déterminants pour le développement de l'industrie, au-delà bien sûr d'un soutien politique actif du gouvernement.

D'ailleurs, **si la Commission européenne a fait le choix de ne pas adopter des règles juridiques contraignantes et de laisser les États membres libres de déterminer les conditions d'exploitation du gaz de schiste¹⁷⁴, elle n'en a pas moins recommandé aux États qui décident de pratiquer la fracturation hydraulique :**

- d'adopter une planification stratégique et une évaluation des incidences sur l'environnement préalable à tout projet de fracturation hydraulique ;
- de mettre en place une procédure coordonnée entre les différentes autorités compétentes avant l'octroi d'une autorisation d'exploration et d'exploitation ;
- d'imposer une étude géologique et environnementale des risques liés à la fracturation hydraulique préalable ;
- de prévoir une obligation de surveillance tout au long des opérations ;
- de limiter l'utilisation de substances chimiques lors de la fracturation hydraulique ;
- d'imposer une information au public à l'exploitant et aux autorités compétentes.

C'est le respect de ces règles dans différents pays européens jusque-là réticents au gaz de schiste (tels que le Royaume-Uni, l'Espagne ou encore le Danemark) qui a permis ce retournement de situation, dont la France pourrait s'inspirer.

¹⁷⁴ Recommandations de la Commission du 22 janvier 2014 relative aux principes minimaux applicables à l'exploration et à la production d'hydrocarbures (tels que le gaz de schiste) par fracturation hydraulique à grands volumes.

■ La création d'une commission temporaire du gaz de schiste

Pour répondre aux inquiétudes des populations locales, un effort particulier de transparence et de communication doit être fait dès la phase d'exploration. Il s'agira à la fois de garantir le contrôle des projets d'exploration réalisés par des opérateurs privés par l'État, mais également de structurer et d'améliorer la communication avec les populations locales sur les opérations en cours.

Cela pourrait notamment se traduire par la création d'une commission temporaire chargée de superviser et d'accompagner les premiers projets d'exploration si le moratoire sur le gaz de schiste était levé. Cette commission n'aurait pas vocation à perdurer au-delà de la mise en œuvre des premiers projets. Une de ses missions pourrait ainsi être d'assurer la publication régulière de synthèse sur les études d'impact environnemental et les avancées technologiques ou opérationnelles obtenues sur les champs en cours d'exploration. Elle pourrait également proposer des aménagements au cadre propre au gaz de schiste qui aurait été défini au préalable en fonction des observations faites au cours des projets d'exploration avant de s'effacer en phase d'exploitation plus industrialisée.

Des structures dédiées au gaz de schiste ont été mises en place à l'étranger, comme au Royaume-Uni où le gouvernement a annoncé la création de l'*Office of Unconventional Gas and Oil* (OUGO), dont la mission est d'encourager et de superviser les activités liées aux hydrocarbures non conventionnels. Cinq missions principales incombent à l'OUGO :

- tirer le meilleur parti des ressources naturelles du Royaume-Uni ;
- faciliter le développement des ressources, tout en protégeant l'environnement et la population ;
- s'assurer que les communautés locales bénéficient du développement dans leur région ;
- favoriser l'engagement de la société civile ;
- construire des pôles de compétence britanniques.

En France, la commission temporaire proposée n'aurait pas vocation à promouvoir le développement de la filière mais plutôt à :

- encadrer la phase d'exploration réalisée par les opérateurs privés afin de faciliter l'acceptation de la filière auprès des populations locales ;
- synthétiser les résultats de ces premiers projets exploratoires (difficultés, lacunes des

études d'impact environnemental, des échanges avec les populations locales, des échanges avec les opérateurs, etc.) afin d'identifier d'éventuels amendements qui pourraient être faits au cadre régissant la filière gaz de schiste en vue d'une future phase d'exploitation à plus grande échelle.

■ La mise en place de sites-pilotes sur la fracturation hydraulique

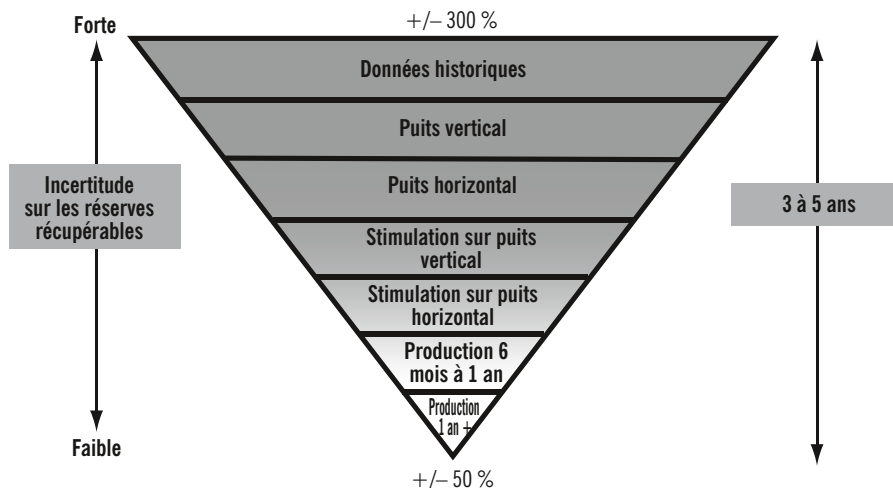
La mise en place d'un ou plusieurs puits-pilotes en France a été proposée à plusieurs reprises en France. En particulier, l'OPECST a souligné dans son rapport sur les techniques alternatives à la fracturation hydraulique que, « ***pour évaluer précisément nos réserves, il sera nécessaire de procéder à des forages, afin de permettre des tests de production. Ces tests sont seuls à même de déterminer le taux de récupération des hydrocarbures dans chaque zone considérée. [...] Une vingtaine de forages pourraient être suffisants pour évaluer les réserves du bassin parisien ; à l'échelle de la France, quelques dizaines de forages sont à envisager. Ce chiffre est à mettre en regard de la quarantaine de puits à fracturation hydraulique déjà forés en France sans conséquences notables*** »¹⁷⁵.

Cependant, l'estimation des réserves est un procédé long et coûteux. L'investissement nécessaire est lourd : le coût de mise en production d'un puits dans le bassin parisien est estimé à 15 millions d'euros. De plus, plusieurs puits doivent être forés car les probabilités de succès sont faibles : près de 90 % des puits d'exploration ne donnent pas de résultats. Les causes d'échec sont multiples : il suffit par exemple pour un puits d'être placé quelques mètres trop loin du gisement.

La collecte des données est un passage obligé pour diminuer les incertitudes liées à l'estimation des réserves. Ces données sont récupérées par étapes successives. La première consiste à intégrer et interpréter les données historiques d'un bassin. Le forage de puits verticaux et horizontaux et leur stimulation sont nécessaires pour affiner l'évaluation. Enfin, une période de mise en production allant, dans le cas des hydrocarbures non conventionnels, de 90 jours à un an est requise pour analyser la nature des hydrocarbures produits par le puits. L'ensemble de ces étapes dure de trois à cinq ans et à son terme, les estimations sont toujours sujettes à une incertitude de plus ou moins 50 %.

La mise en place d'un ou plusieurs puits-pilotes visant à démontrer la présence de réserves récupérables de gaz de schiste dans le sous-sol français aurait donc de grandes chances de donner des résultats négatifs à court terme.

¹⁷⁵ Les techniques alternatives à la fracturation..., Op. cit.

Figure 25 : Incertitudes dans l'estimation des réserves récupérables

Par conséquent, les puits-pilotes doivent avoir pour objectif principal de donner à voir et d'évaluer la réalité des impacts de la fracturation hydraulique. Ce projet serait placé sous le contrôle de la future compagnie des Mines et réunirait l'ensemble des parties prenantes (État, collectivités locales, industriels, particuliers). Ses conclusions seraient validées et diffusées de façon transparente et indépendante.

À cette démonstration locale de fracturation hydraulique serait adossé un programme de recherche rigoureux visant à identifier et évaluer les risques éventuels liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche mère. Un tel programme a été proposé par l'ANCRE a proposé en juillet 2012¹⁷⁶. Pour répondre aux interrogations techniques et aux difficultés d'acceptation sociale liées à la fracturation hydraulique, ce programme de recherche propose de suivre les recommandations de la loi du 13 juillet 2011 en tirant parti « d'un (ou plusieurs) pilote d'exploitation d'hydrocarbures de roche mère » *sur-instrumenté* » devant être réalisé à des fins scientifiques [...] et placé sous la responsabilité de la Commission d'Orientation prévue également par la loi ».

Cette expérimentation pourrait porter sur un à trois sites-pilotes, comprenant chacun un à quatre puits-pilotes. Le nombre de sites et de puits dépendra de l'intensité des travaux menés par la puissance publique, de l'effort consenti par les industriels impliqués (opérateurs et compagnies de service) et de l'acceptation par les élus et les populations dans les régions concernées. Les objectifs en seraient les suivants :

- évaluer l'impact environnemental de la fracturation hydraulique ;

¹⁷⁶ ANCRE, *Programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures de roche mère*, juillet 2012.

- évaluer l'impact de cette technique de stimulation sur la production du puits ;
- faire progresser la capacité des industriels et du régulateur (DRIEE, DREAL) à mesurer et contrôler les impacts des activités en surface et en sous-sol ;
- avancer dans l'évaluation de réserves potentielles ;
- tester d'autres techniques, anciennes et nouvelles, de stimulation de puits.

Un *monitoring* devra être mis en place en amont de toute expérimentation puis suivi au cours du temps. Les mesures de contrôle sur le site expérimental devront être maximales afin que ces pilotes puissent fournir suffisamment d'informations pour répondre aux interrogations techniques, économiques et environnementales existantes sur l'utilisation de la fracturation hydraulique en France.

Un cadre juridique dérogatoire à la loi du 13 juillet 2011 sera nécessaire à la mise en place de puits-pilotes. Comme le souligne l'OPECST, « *il pourrait s'agir d'exceptions strictement encadrées par la loi, pour une durée temporaire, et sous le contrôle des administrations compétentes, s'agissant des modalités des opérations effectuées, afin de garantir leur innocuité pour l'environnement* »¹⁷⁷.

■ La structuration des échanges avec les populations locales afin de faciliter l'acceptation des projets d'exploration

L'amélioration et la structuration des échanges avec la société civile pourront être favorisées par les nouvelles dispositions prévues dans le cadre du projet de révision du Code minier relatives à l'information et l'association des parties prenantes aux projets miniers en général. Celles-ci proposent notamment de renforcer l'information des parties prenantes et leur association par différents moyens :

- tout d'abord, **un accès élargi à l'information.** En effet, ni le secret industriel et commercial, ni le droit de propriété intellectuelle ne seraient opposables au droit du public de consulter ou d'obtenir communication des informations relatives aux substances susceptibles d'être émises dans le sous-sol dans le cadre de la mise en œuvre des décisions administratives prises en application du Code minier¹⁷⁸ ;

¹⁷⁷ Les techniques alternatives à la fracturation..., Op. cit.

¹⁷⁸ Article L. 111-7 du projet du Code minier : « Les informations relatives aux activités régies par le présent code et relevant de l'article L. 124-2 du code de l'environnement sont communicables au public, dans les conditions définies par les dispositions du titre Ier de la loi n° 78-753 du 17 juillet 1978 portant diverses mesures d'amélioration des relations entre l'administration et le public et diverses dispositions d'ordre administratif, social et fiscal. »

- **la création d'un Haut conseil des Mines**¹⁷⁹ dont la mission serait de rassembler les parties prenantes et de se prononcer sur toute question relative au champ d'application du Code minier, aux textes le modifiant, ainsi qu'aux décisions administratives relatives à l'exploration et à l'exploitation des substances ou des usages du sous-sol ou l'activité minière à ciel ouvert ainsi qu'aux travaux miniers prises en application de ces dispositions ;
- **la création d'un schéma national minier de valorisation et de préservation du sous-sol**¹⁸⁰. Ce schéma décrirait les conditions dans lesquelles l'exploration et l'exploitation du sous-sol pourraient être conciliées avec la protection de l'environnement, de la santé publique et des travailleurs du secteur. Il présenterait, à cet effet, différentes données techniques relatives aux méthodes d'exploration et d'exploitation minière, au contenu et à la consistance des ressources en substances du sous-sol, ou encore à l'impact des activités minières sur les masses d'eau souterraines. **Son objectif est de renseigner tout acteur sur les orientations générales de la politique minière nationale.** Ces orientations devront alors englober non seulement les données géologiques relatives au sous-sol et à ses ressources, mais également aux techniques afférentes¹⁸¹. Le schéma serait élaboré, mis à jour et suivi par l'autorité administrative, après avis du Conseil économique, social et environnemental et du Haut conseil des mines¹⁸² ;
- **la création d'une procédure renforcée d'information et de participation du public à toute décision administrative ayant une incidence sur l'environnement**¹⁸³. L'article L. 115-1 du projet de Code minier prévoit ainsi la création de cette « *procédure renforcée d'information et de participation du public* »¹⁸⁴ qui est « *une procédure préalable à l'octroi éventuel d'un titre minier ou à l'intervention d'une décision en matière de travaux miniers qui doit permettre d'associer à l'appréciation des différentes composantes de l'intérêt général mentionnées à l'article L. 111-1185, le public ainsi que l'ensemble des parties intéressées, notamment les collectivités territoriales, directement et par l'intermédiaire de leurs représentants* ». Cette procédure est contraignante puisque « *l'instruction des demandes de titres miniers ou des demandes ou déclaration de travaux miniers est suspendue tant que la procédure renforcée d'information et de participation du public n'est pas close* »¹⁸⁶.
- enfin **la constitution d'un « groupement momentané d'enquête »**, elle-même rendue possible par la création de la procédure renforcée d'information et de participation du public.

¹⁷⁹ Article L. 116-2 du projet de Code minier. Ce Haut conseil peut être saisi par le ministre chargé des Mines ou tout ministre intéressé et est composé de vingt-cinq membres représentants les différentes parties prenantes aux activités régies par le Code minier.

¹⁸⁰ Chapitre II du projet de Code minier.

¹⁸¹ Article L. 112-1 du projet de Code minier.

¹⁸² Article L. 112-3 du projet de Code minier.

¹⁸³ Article L. 111-4 du projet de Code minier.

¹⁸⁴ Chapitre 5, section 1 du projet de Code minier.

¹⁸⁵ Article L. 111-1 du projet de Code minier : « *Le sous-sol relevant de la compétence des pouvoirs publics au titre et dans les limites du présent code est une richesse qu'il leur appartient de valoriser et de préserver dans le respect des exigences environnementales, de sécurité et de santé publiques et dans l'intérêt des populations.* »

¹⁸⁶ Article L. 115-3 du projet de Code minier.

Ce groupement sera chargé de la formulation d'une recommandation motivée à l'autorité administrative compétente sur le sens de la décision à prendre¹⁸⁷, après avoir, en association avec l'exploitant, procédé à l'évaluation de l'intérêt du projet, éventuellement au moyen d'expertises et en tenant compte de la participation du public.

L'impératif de transparence de l'information pourrait également être relayé par les industriels concernés par l'exploration et l'exploitation afin de substituer un climat de confiance à un climat de défiance. Les initiatives mises en place au Royaume-Uni pourraient ainsi servir d'exemple à l'industrie française. Le gouvernement britannique a ainsi annoncé l'engagement des industriels dans un « package » local de mesures incitatives, comprenant¹⁸⁸ :

- le respect d'une charte d'engagement signée par l'industriel, garantissant en particulier la transparence des actions sur place, et une consultation ouverte et honnête des populations locales ;
- la garantie d'un *reporting* public, les opérateurs devant rendre compte annuellement du respect de leurs engagements ;
- l'engagement à des retombées financières significatives : 100 000 £/puits, et 1 % des revenus issus de la production (sans modalités précises de répartition actuellement).

De leur côté, les producteurs de gaz britannique *onshore* (l'*UK Onshore Operators Group* ou UKOOG) ont publié des règles à respecter (*guidelines* et *best practices*) à tous les stades de l'exploration et de la production et une charte qui répertorie les principaux engagements de l'industrie.

■ Une meilleure considération des risques environnementaux relayés par les populations locales

De nombreux pays et régions impliqués dans l'exploration du gaz de schistes ont introduit des systèmes de contrôle des impacts environnementaux, dont il serait possible de s'inspirer. Il existe en France de nombreuses structures disposant des compétences nécessaires pour mener à bien ces études environnementales.

- En **Espagne** les études d'impact environnemental en amont des projets sont rendues systématiques ;
- au **Royaume-Uni**, la levée du moratoire en décembre 2012 a été assortie d'un certain nombre d'obligations pour les opérateurs, prenant mieux en compte les risques environne-

¹⁸⁷ Article L. 115-4 et s. du projet de Code minier.

¹⁸⁸ Ambassade de France au Royaume-Uni et ADIT, « Fracking or not fracking ? », *Bulletins électroniques Royaume-Uni*, n° 123, 3 septembre 2013.

mentaux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste. En effet, s'agissant de l'impact environnemental du projet, l'opérateur doit recueillir l'assentiment des agences locales de protection de l'environnement qui ont la possibilité d'ordonner une étude préalable d'impact environnemental. Il existe une agence de protection de l'environnement dans chaque nation composant le Royaume-Uni. Le projet doit également être notifié à l'Agence de santé et de sécurité (*Health and Safety Executive*) pour avis. Enfin, l'opérateur est tenu de faire procéder à un examen de son projet par un expert indépendant et il a également l'obligation préalable de réaliser des études sur les failles de la région du puits. Un contrôle de la sismicité, avant, pendant et après la fracturation est mis en place¹⁸⁹. Un plan de fracturation doit être soumis au gouvernement et accepté préalablement à toute opération de fracturation hydraulique ;

- enfin, le **Danemark** fait également figure d'exemple en matière de contrôle de l'impact environnemental. Ainsi, alors même que cela n'est pas rendu obligatoire par la loi danoise, la réalisation d'une étude environnementale complète a été demandée par le Conseil de Frederikshavn (autorité locale compétente dans le cas du permis du Jutland du Nord) et ce, sans que les sociétés chargées de l'exploitation (Total et Nordsøfonden) ne fassent appel de cette décision. Cette étude a pour effet de repousser d'un an le forage de Vendsyssel initialement prévu à l'été 2013.

Ces exemples illustrent la nécessité vers laquelle semblent converger la majorité des pays européens d'impliquer les populations en vue de la prise en considération des préoccupations environnementales.

Que ce soit *via* des études d'impact systématiques en amont du projet, la mise en œuvre de guides de bonne conduite pour les opérateurs industriels concernés, ou encore la garantie d'un *reporting* public par ces derniers, il existe divers outils disponibles pour contrôler l'impact environnemental d'éventuels projets d'exploration en France. Ainsi, dans l'hypothèse d'une redéfinition du cadre réglementaire relatif à cette activité, les outils de contrôle des impacts environnementaux mis en œuvre par nos voisins européens (tels que l'appréhension des risques sismiques ou le rôle intégré des organisations de protection de l'environnement) pourraient être transposés en France.

D'un point de vue organisationnel, la France dispose déjà des compétences requises pour entreprendre des études environnementales. Il conviendra alors d'identifier les organisations compétentes en fonction du périmètre d'étude qui sera retenu puis de définir clairement les attributions de chaque entité en matière d'étude d'impact et de nommer une entité en charge de la coordination de ces projets locaux.

¹⁸⁹ Surveillance en temps réel pendant l'opération de fracturation avec des mesures correctives dès que la sismicité atteint une magnitude de 0,5 et obligation pour les opérateurs d'adopter une approche prudente de la durée de la fracturation et du volume de fluide de fracturation utilisé.

■ Un engagement des collectivités territoriales dès le début de tout projet d'exploration ou d'exploitation de gaz de schiste

La définition des autorités chargées de délivrer des permis d'exploration est un point délicat dans la mesure où elle soulève la question de l'association éventuelle des collectivités locales. C'est d'ailleurs l'opacité de l'instruction des permis et le manque de concertation ou même d'information sur leur délivrance qui ont choqué en premier lieu les parties prenantes locales en 2010 et 2011 et ont conduit à l'adoption de la loi du 13 juillet 2011.

En effet, jusqu'à présent, le cadre réglementaire français ne prévoyait pas de consulter systématiquement les collectivités territoriales. Toutefois, d'autres schémas déléguant cette tâche au niveau local existent à travers l'Europe. La révision en cours du Code minier en France devrait permettre de faire un premier pas vers une meilleure concertation des entités locales, même si d'autres étapes seront nécessaires par la suite afin de leur donner une voix contraignante.

Si en Pologne, la prise de décision concernant l'octroi des concessions d'exploration et la réalisation des études d'impact sur l'environnement s'effectue au niveau central par le ministère de l'Environnement, en revanche, le Danemark et le Royaume-Uni ont décentralisé la compétence de décision en matière d'octroi des permis. L'agence chargée de l'énergie au niveau central¹⁹⁰ délivre les permis d'exploration et de production, mais ce sont les autorités locales concernées qui approuvent ou non les projets. Les permis environnementaux sont donc du ressort des autorités territoriales en collaboration avec le ministère de l'Environnement.

En France, jusqu'à présent, l'autorisation d'exploration peut être délivrée soit par le propriétaire du fonds soit par autorisation de l'administration (le propriétaire du sol ne dispose d'aucun droit sur le gisement minier, *cf. supra*). Si le propriétaire du fonds refuse que l'exploration soit menée, le prospecteur peut engager une procédure de demande au cours de laquelle interviennent le préfet et les services instructeurs compétents. La décision d'autorisation ou de refus d'autorisation est ensuite prise par arrêté du ministre chargé des Mines (en principe, il s'agit du ministre de l'Industrie) mais ne nécessite pas de concertation avec les collectivités territoriales.

En réponse à ce besoin de concertation, **le projet de révision du Code minier propose une évolution de cette procédure afin de mieux associer les collectivités territoriales** intéressées par le projet dans la mesure où celles-ci devront désormais être informées de toute demande de titre ou de travaux miniers.

¹⁹⁰ Il s'agit au Danemark de l'Agence danoise pour l'Énergie (*Danish Energy Authority* ou DEA) et au Royaume-Uni de la Direction de l'Énergie (*Direction of Energy and Climate Change* ou DECC).

On notera toutefois qu'à ce stade, l'association des collectivités locales **se limiterait à un droit à l'information** et n'irait pas jusqu'à leur offrir la possibilité de formuler un avis sur le projet d'exploration ou de forage envisagé comme c'est le cas dans d'autres pays en Europe.

Un renforcement du dispositif d'attribution des permis d'exploration pourrait donc être nécessaire. Par l'introduction d'un avis consultatif obligatoire, les collectivités locales pourraient être impliquées dans l'attribution des permis d'exploration portant sur des mines situées sur leur territoire. Cette mesure nécessiterait une modification des dispositions du Code minier. Une mesure similaire pourrait être applicable aux permis d'exploitation.

REMERCIEMENTS

L'Institut Montaigne remercie particulièrement les personnes suivantes pour leur contribution.

Membres du groupe de travail

- **Jean-Pierre Clamadieu**, président du comité exécutif de Solvay, président du groupe de travail ;
- **Louis-Paul Aubagnac**, directeur associé au Boston Consulting Group ;
- **Julie Dollé**, consultante au Boston Consulting Group ;
- **Bruno Goffé**, directeur de recherches émérite du CNRS - Aix-Marseille Université, rapporteur du groupe de travail ;
- **Jean-François Lahet**, directeur associé au Boston Consulting Group ;
- **Christine Le Bihan-Graf**, avocate associée chez De Pardieu Brocas Maffei ;
- **Laetitia Puyfaucher**, présidente de Pelham Media ;
- **Laure Rosenblieh**, avocate chez De Pardieu Brocas Maffei.

Personnes auditionnées

Les opinions exprimées dans le présent rapport n'engagent ni les personnes citées, ni les institutions qu'elles représentent.

- **Olivier Appert**, président, IFP Énergies nouvelles ;
- **Bertrand Barriquand**, *vice president Marketing & Strategy*, Large Industries World Business Line, Air Liquide ;
- **Pascal Baylock**, président du groupe de réflexion sur les hydrocarbures non conventionnels, GEP-AFTP ;
- **Raphael Berger**, directeur de la stratégie et des études économiques, Areva ;
- **Didier Bigeon**, *global director Oil & Gas Upstream*, Veolia ;
- **Philippe Boisseau**, président Marketing & Services, président New Energies, Total ;
- **Georges Bouchard**, délégué général, Association française du gaz ;
- **Elisabelle Bourgue**, présidente, No Fracking France ;
- **Jean-Louis Chaussade**, président directeur général, Suez Environnement ;
- **Jean-Marie Chevalier**, professeur émérite de sciences économiques à l'Université Paris-Dauphine ;
- **Philippe Crouzet**, président du directoire, Vallourec ;

- **Paul-Joël Derian**, directeur recherche, innovation et performance, Suez environnement ;
- **Guillaume De-Smedt**, *group energy manager*, Large Industries World Business Line, Air Liquide ;
- **Ludivine Ferrer**, directrice, Association santé environnement France ;
- **Emeric Jannet**, directeur des études économiques, Areva ;
- **François Kalaydjian**, directeur adjoint du Centre de résultats ressources, IFP Energies nouvelles ;
- **Philippe Sauquet**, président, direction Gas & Power, Total ;
- **Michel Séranne**, chargé de recherches, CNRS - Université de Montpellier II ;
- **Thierry Tuot**, conseiller d'État, président de Sorbonne Universités, coordinateur du groupe de travail sur la refonte du Code minier 2012-2013 ;
- **Romain Vernier**, ancien directeur adjoint des géoressources et responsable de la division géothermie, BRGM.

LES PUBLICATIONS DE L'INSTITUT MONTAIGNE

- Pour une véritable politique publique du renseignement (juin 2014)
- Rester le leader mondial du tourisme, un enjeu vital pour la France (juin 2014)
- 1 151 milliards d'euros de dépenses publiques : quels résultats ? (février 2014)
- Comment renforcer l'Europe politique (janvier 2014)
- Améliorer l'équité et l'efficacité de l'assurance chômage (décembre 2013)
- Santé : faire le pari de l'innovation (décembre 2013)
- Afrique-France : mettre en œuvre le co-développement
Contribution au XXVI^e sommet Afrique-France (décembre 2013)
- Chômage : inverser la courbe (octobre 2013)
- Mettre la fiscalité au service de la croissance (septembre 2013)
- Vive le long terme ! Les entreprises familiales au service de la
croissance et de l'emploi (septembre 2013)
- Habitat : pour une transition énergétique ambitieuse (septembre 2013)
- Commerce extérieur : refuser le déclin
Propositions pour renforcer notre présence dans les échanges internationaux (juillet 2013)
- Pour des logements sobres en consommation d'énergie (juillet 2013)
- 10 propositions pour refonder le patronat (juin 2013)
- Accès aux soins : en finir avec la fracture territoriale (mai 2013)
- Nouvelle réglementation européenne des agences de notation : quels bénéfices attendre ?
(avril 2013)
- Remettre la formation professionnelle au service de l'emploi et de la compétitivité (mars 2013)
- Faire vivre la promesse laïque (mars 2013)
- Pour un « New Deal » numérique (février 2013)
- Intérêt général : que peut l'entreprise ? (janvier 2013)
- Redonner sens et efficacité à la dépense publique
15 propositions pour 60 milliards d'économies (décembre 2012)
- Les juges et l'économie : une défiance française ? (décembre 2012)
- Restaurer la compétitivité de l'économie française (novembre 2012)
- Faire de la transition énergétique un levier de compétitivité (novembre 2012)
- Réformer la mise en examen Un impératif pour renforcer l'État de droit
(novembre 2012)
- Transport de voyageurs : comment réformer un modèle à bout de souffle ? (novembre 2012)

- Comment concilier régulation financière et croissance : 20 propositions (novembre 2012)
- Taxe professionnelle et finances locales : premier pas vers une réforme globale ? (septembre 2012)
- Remettre la notation financière à sa juste place (juillet 2012)
- Réformer par temps de crise (mai 2012)
- Insatisfaction au travail : sortir de l'exception française (avril 2012)
- Vademecum 2007 – 2012 : Objectif Croissance (mars 2012)
- Financement des entreprises : propositions pour la présidentielle (mars 2012)
- Une fiscalité au service de la « social compétitivité » (mars 2012)
- La France au miroir de l'Italie (février 2012)
- Pour des réseaux électriques intelligents (février 2012)
- Un CDI pour tous (novembre 2011)
- Repenser la politique familiale (octobre 2011)
- Formation professionnelle : pour en finir avec les réformes inabouties (octobre 2011)
- Banlieue de la République (septembre 2011)
- De la naissance à la croissance : comment développer nos PME (juin 2011)
- Reconstruire le dialogue social (juin 2011)
- Adapter la formation des ingénieurs à la mondialisation (février 2011)
- « Vous avez le droit de garder le silence... »
Comment réformer la garde à vue (décembre 2010)
- Gone for Good? Partis pour de bon ?
Les expatriés de l'enseignement supérieur français aux États-Unis (novembre 2010)
- 15 propositions pour l'emploi des jeunes et des seniors (septembre 2010)
- Afrique - France. Réinventer le co-développement (juin 2010)
- Vaincre l'échec à l'école primaire (avril 2010)
- Pour un Eurobond. Une stratégie coordonnée pour sortir de la crise (février 2010)
- Réforme des retraites : vers un big-bang ? (mai 2009)
- Mesurer la qualité des soins (février 2009)
- Ouvrir la politique à la diversité (janvier 2009)
- Engager le citoyen dans la vie associative (novembre 2008)
- Comment rendre la prison (enfin) utile (septembre 2008)
- Infrastructures de transport : lesquelles bâtir, comment les choisir ? (juillet 2008)

- HLM, parc privé
Deux pistes pour que tous aient un toit (juin 2008)
- Comment communiquer la réforme (mai 2008)
- Après le Japon, la France...
Faire du vieillissement un moteur de croissance (décembre 2007)
- Au nom de l'Islam... Quel dialogue avec les minorités musulmanes en Europe ?
(septembre 2007)
- L'exemple inattendu des Vets
Comment ressusciter un système public de santé (juin 2007)
- Vademecum 2007-2012
Moderniser la France (mai 2007)
- Après Erasmus, Amicus
Pour un service civique universel européen (avril 2007)
- Quelle politique de l'énergie pour l'Union européenne ? (mars 2007)
- Sortir de l'immobilité sociale à la française (novembre 2006)
- Avoir des leaders dans la compétition universitaire mondiale (octobre 2006)
- Comment sauver la presse quotidienne d'information (août 2006)
- Pourquoi nos PME ne grandissent pas (juillet 2006)
- Mondialisation : réconcilier la France avec la compétitivité (juin 2006)
- TVA, CSG, IR, cotisations...
Comment financer la protection sociale (mai 2006)
- Pauvreté, exclusion : ce que peut faire l'entreprise (février 2006)
- Ouvrir les grandes écoles à la diversité (janvier 2006)
- Immobilier de l'État : quoi vendre, pourquoi, comment (décembre 2005)
- 15 pistes (parmi d'autres...) pour moderniser la sphère publique (novembre 2005)
- Ambition pour l'agriculture, libertés pour les agriculteurs (juillet 2005)
- Hôpital : le modèle invisible (juin 2005)
- Un Contrôleur général pour les Finances publiques (février 2005)
- Les oubliés de l'égalité des chances (janvier 2004 - Réédition septembre 2005)

Pour les publications antérieures se référer à notre site internet :
www.institutmontaigne.org

INSTITUT MONTAIGNE



3i France
Adminext
Aegis Media France
Affaires Publiques Consultants
Air France - KLM
Allen&Overy
Allianz
Areva
Association Passerelle
AT Kearney
August & Debouzy Avocats
AXA
Baker & McKenzie
BearingPoint
BNI France et Belgique
BNP Paribas
Bolloré
Bouygues
BPCE
Caisse des Dépôts
Cap Gemini
Carbonnier Lamaze & Rasle
Carrefour
CGI France
Cisco
CNP Assurances
La Compagnie financière Edmond de Rothschild
Crédit Agricole
Cremonini
Davis Polk & Wardwell
De Pardieu Brocas Maffei
Development Institute International
EADS
EDF
Egon Zehnder International
Eurazeo
Eurostar
France Telecom
GDF SUEZ
Générale de Santé
Groupama
Hamer & Cie
Henner
HSBC France
IBM
International SOS
ISRP
Jalma
Jeantet Associés
KPMG SA
Kurt Salmon
La Banque Postale
Lazard Frères
Linedata Services
LIR

SOUTIENNENT L'INSTITUT MONTAIGNE

INSTITUT MONTAIGNE



LVMH
M6
MACSF
Malakoff Médéric
Mazars
McKinsey & Company
Média Participations
Mercer
Michel Tudel & Associés
Microsoft France
Ngo Cohen Amir-Aslani & Associés
OBEA
Ondra Partners
PAI Partners
Pierre & Vacances
PriceWaterhouseCoopers
Radiall
Raïse
Rallye - Casino
Randstad
RATP
RBS France
Redex
Réseau Ferré de France
REXEL
Ricol, Lasteyrie & Associés
Roland Berger Strategy Consultants
Rothschild & Cie
RTE
Sanofi aventis
Santéclair
Schneider Electric Industries SA
Servier Monde
SFR
Sia Partners
Siaci Saint Honoré
SNCF
Sodexo
Sorin Group
Stallergènes
Suez Environnement
Tecnét Participations
The Boston Consulting Group
Tilder
Total
Vallourec
Vedici
Veolia
Vinci
Vivendi
Voyageurs du monde
Wendel
WordAppeal

SOUTIENNENT L'INSTITUT MONTAIGNE

Imprimé en France
Dépôt légal : juillet 2014
ISSN : 1771-6756
Achevé d'imprimer en juillet 2014

INSTITUT MONTAIGNE



COMITÉ DIRECTEUR

Claude Bébéar Président

Henri Lachmann Vice-président et trésorier

Emmanuelle Barbara, *Managing partner*, August & Debouzy Avocats

Nicolas Baverez avocat Gibson Dunn & Crutcher

Jacques Bentz Président, Tecnet Participations

Mireille Faugère Conseiller Maître, Cour des comptes

Christian Forestier, Ancien recteur

Marwan Lahoud, Directeur général délégué, Airbus Group

Natalie Rastoin Directrice générale, Ogilvy France

Jean-Paul Tran Thiet Avocat associé, White & Case

Arnaud Vaissié PDG, Président-directeur général, International SOS

Philippe Wahl Président-directeur général, Groupe La Poste

Lionel Zinsou Président, PAI partners

PRÉSIDENT D'HONNEUR

Bernard de La Rochefoucauld Président, Les Parcs et Jardins de France

CONSEIL D'ORIENTATION

PRÉSIDENT

Ezra Suleiman Professeur, Princeton University

Benoit d'Angelin, président d'Ondra Partners

Frank Bournois Co-Directeur du CIFFOP

Pierre Cahuc Professeur d'économie, École Polytechnique

Lorraine Donnedieu de Vabres Avocate, associée gérante, JeantetAssociés

Pierre Godé Vice-président, Groupe LVMH

Michel Godet Professeur, Cnam

Françoise Holder, Administrateur, Groupe Holder

Philippe Josse Conseiller d'État

Marianne Laigneau Directrice des ressources humaines, EDF

Sophie Pedder Correspondante à Paris, *The Economist*

Hélène Rey Professeur d'économie, London Business School

Laurent Bigorgne Directeur

INSTITUT MONTAIGNE



IL N'EST DÉSIR PLUS NATUREL QUE LE DÉSIR DE CONNAISSANCE

Gaz de schiste : comment avancer

En quelques années, l'essor du gaz de schiste a profondément transformé les équilibres mondiaux en matière de coût de l'énergie et de compétitivité industrielle. Pourtant, les pouvoirs publics ont créé une situation de *statu quo* avec la loi du 13 juillet 2011 qui interdit jusqu'à l'exploration, et donc la connaissance, de cette ressource dans notre pays.

Le rapport de l'Institut Montaigne *Gaz de schiste : comment avancer* souhaite rouvrir ce débat afin d'alimenter la réflexion sur la transition énergétique, de contribuer à la compétitivité de notre économie et de répondre à l'exigence de transparence et d'information exprimée par la population. Fruit des réflexions d'un groupe de travail pluridisciplinaire, il propose en outre une méthode pour nourrir le débat public sur cette question de manière concertée, progressive et réversible.

Institut Montaigne

59, rue La Boétie - 75008 Paris

Tél. +33 (0)1 53 89 05 60 - Fax +33 (0)1 53 89 05 61

www.institutmontaigne.org - www.desideespourdemain.fr

10 €

ISSN 1771-6764

Juillet 2014