Effets internes et externes du développement des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis : bilan d'étape et perspectives

Patrice Geoffron et Sophie Méritet

Édition électronique

URL : <https://journals.openedition.org/rei/5947>

DOI : 10.4000/rei.5947

ISSN : 1773-0198

Éditeur

De Boeck Supérieur

Édition imprimée

Date de publication : 30 décembre 2014

Pagination : 105-131

ISBN : 9782804193409

ISSN : 0154-3229

Référence électronique

Patrice Geoffron et Sophie Méritet, « Effets internes et externes du développement des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis : bilan d'étape et perspectives », *Revue d'économie industrielle* [En ligne], 148 | 4e trimestre 2014, mis en ligne le 30 décembre 2016, consulté le 02 juin 2022. URL : <http://journals.openedition.org/rei/5947> ; DOI : <https://doi.org/10.4000/rei.5947>

EFFETS INTERNES ET EXTERNES DU DÉVELOPPEMENT DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS AUX ÉTATS-UNIS : BILAN D'ÉTAPE ET PERSPECTIVES

Patrice Geoffron[†], Université Paris Dauphine, LEDa-CGEMP
Sophie Méritet[‡], Université Paris Dauphine, LEDa-CGEMP

Mots clés : Gaz de schiste, politique publique américaine, marchés mondiaux de l'énergie.

Keywords: Shale Gas, US Public Policy, Energy World Market.

1. INTRODUCTION : LE GAZ DE SCHISTE COMME SYMBOLE D'UN CHANGEMENT DE PARADIGME ÉNERGÉTIQUE

Lors de sa première campagne, le Président Obama avait été élu sur un programme en partie centré sur la promotion des énergies *bas carbone*, dans un contexte de croissance de la dépendance américaine aux importations d'hydrocarbures¹. Durant ce mandat, les États-Unis avaient vu la Chine (en 2009) les devancer au premier rang des pays consommateurs d'énergie, événement vécu comme une des prémices de tensions croissantes

[†] patrice.geoffron@dauphine.fr

[‡] sophie.meritet@dauphine.fr

¹ La dépendance extérieure globale avait augmenté de 5 % en 1960 à près de 30 % en 2008, conduisant à développer des capacités considérables d'importation de gaz liquéfié : sur les 71 millions de tonnes de capacité de GNL mis en opération entre 2009 et 2011 au niveau mondial, 26 % étaient destinées au marché américain (Jensen, 2012).

pour accéder aux ressources fossiles. Mais, en 2012, le Président américain entame son second mandat avec un programme énergétique cette fois axé sur les énergies fossiles, via le recours aux ressources non conventionnelles, avec la reconquête progressive d'une large autonomie comme perspective plausible. Certes, cette indépendance énergétique n'est qu'un objectif lointain², mais l'inversion de tendance est déjà actée : entre 2008 et 2013, le taux de dépendance externe a été pratiquement divisé par deux et il pourrait avoisiner le zéro après 2030 (graphique 1).

Avec cette exploitation des hydrocarbures non conventionnels, gaz de schiste au premier rang (mais également huiles de schiste), la perspective a ainsi été bouleversée en quelques années, avec des conséquences potentielles dans la sphère énergétique (substitution gaz-charbon dans la production électrique), dans l'industrie (abaissement drastique du prix intérieur du gaz naturel et réduction de celui de l'électricité) et, par ricochets, au-delà même des frontières nord-américaines (impact économique et géopolitique de la modification des flux internationaux de gaz et de pétrole, chocs de dans les secteurs intensifs en énergie).

Cette rupture soudaine constitue l'indice d'un changement de « paradigme » énergétique qu'il est possible de résumer à quelques caractéristiques saillantes. Tout d'abord, la croissance économique des décennies 1990 et 2000 a modifié les équilibres offre-demande sur les marchés d'énergie primaire fossile. L'augmentation de la demande a à la fois tiré vers le haut le prix directeur qu'est celui du baril de pétrole (en ce sens qu'il influence de nombreux investissements dans la sphère énergétique) et conduit à exploiter de nouvelles ressources fossiles, souvent à quelques milliers de mètres sous la mer (off-shore dit « profond ») ou à quelques milliers de mètres sous terre (hydrocarbures de schiste). Par ailleurs, la raréfaction progressive des hydrocarbures, qui était parmi les menaces de premier rang à la fin du siècle dernier, semble désormais caduque face à une profusion de ressources fossiles : quelques millénaires de réserves pour le charbon, quelques siècles pour le gaz, de nombreuses décennies pour le pétrole (c'est-à-dire sans doute de quoi voir venir le XXII^e siècle) sont les ordres de grandeur affichés pour les

2 En outre, cette notion d'indépendance a également un caractère symbolique dans la mesure où, même avec une production énergétique supérieure à la consommation intérieure, des produits sont échangés (en fonction des structures de raffinage ou de différentiels de prix).

réserves géologiques³. Cela ne signifie pas que toutes ces ressources seront techniquement ni même économiquement exploitables⁴ ; mais l'horizon de l'épuisement physique des hydrocarbures qui, à tort ou à raison, occupait les esprits, est plus éloigné aujourd'hui qu'il y a dix ou vingt ans et n'est plus, en tant que tel, la contrainte première dans les politiques énergétiques.

Graphique 1. Production et consommation d'énergie aux États-Unis

Source : US Energy Information Agency (2014), Annual Energy Outlook 2014, Early release.

Cette sorte de « résurgence » des hydrocarbures ouvre sur un ordre de complexité énergétique nouveau dans la mesure où les décennies à venir sont également celles durant lesquelles la transition vers des modèles sobres en carbone doit être impulsée, et où ce retournement devra donc être engagé dans cet environnement paradoxalement caractérisé par une profusion d'énergies fossiles. Comme, en outre, les fossiles non conventionnels sont alloués différemment sur la carte du monde (la Chine et certaines parties de l'Europe en seraient riches), les rapports de force s'en trouvent également affectés, sans qu'il soit possible d'anticiper la portée réelle des changements qui s'annoncent et qui ne se révéleront que dans le temps long.

3 Dans le *World Energy Outlook* de novembre 2013, l'Agence Internationale de l'Énergie fait état de plus de 3 050 ans de charbon (comparativement au niveau actuel de consommation), de 233 pour le gaz et de 178 pour le pétrole.

4 L'économie des projets (coûts, risques...) se trouve modifiée, car les conditions d'exploitation sont souvent très différentes de celles généralement en vigueur au siècle dernier.

Quoi qu'il en soit, le spectre des politiques énergétiques envisageables s'en trouve élargi, de même que les stratégies d'entreprise, avec, conséquemment, des risques accrus sur les investissements.

À titre d'exemple de ces risques politiques et industriels, on observe que les investissements réalisés pour importer du gaz liquéfié aux États-Unis sont désormais surdimensionnés (les ressources locales n'étant plus en voie d'épuisement comme imaginé jusqu'au milieu des années 2000)⁵. Il se pourrait qu'il en soit de même pour les pipelines transportant le gaz vers l'Ouest de l'Europe, si le Vieux Continent, par contrecoup, importait plus de gaz liquéfié ou développait ses propres ressources en gaz non conventionnel. Le secteur électrique européen est une victime collatérale de ces mouvements « tectoniques ». La production thermique à base de gaz, centrale pour accompagner la transition énergétique européenne, est sous le choc d'un regain de compétitivité du charbon (et par ailleurs des renouvelables subventionnés), en raison d'importations à partir des États-Unis où, à l'inverse, la filière charbonnière souffre de la concurrence du gaz. Très concrètement, des dizaines de centrales à gaz, mises sous « cocon », sont retirées des appareils de production en Europe depuis le début de la décennie 2010.

Ces éléments ne sont présentés qu'en guise d'illustration des « figures » susceptibles d'être observées au sein de ce nouveau paradigme énergétique, né de la nécessité de promouvoir des filières sobres en carbone dans ce contexte de *new deal* des hydrocarbures, le tout sur fond d'incertitudes macroéconomiques durables.

Notre projet est ici, dans le cadre qui vient d'être exposé, de proposer un bilan d'étape du développement des énergies fossiles non conventionnelles aux États-Unis et d'esquisser les perspectives de long terme qui se dessinent.

Nous procéderons, pour ce faire, en deux temps, en distinguant de façon sans doute schématique les effets « internes », c'est-à-dire observables dans l'espace nord-américain (section 2), et ceux à caractère « externe », qu'ils soient économiques ou géopolitiques, diffusant au-delà de ces frontières

5 La dépendance extérieure globale avait augmenté de 5 % en 1960 à près de 30 % en 2008, conduisant à développer des capacités considérables d'importation de gaz liquéfié : sur les 71 millions de tonnes de capacité de GNL mis en opération entre 2009 et 2011 au niveau mondial, 26 % étaient destinées au marché américain (Jensen, 2012).

et notamment en Europe (section 3). La complexité et l'incertitude qui entourent un débat ayant émergé il y a peu (et qui n'est pas toujours étanche aux groupes de pression...) nous conduiront à privilégier l'analyse des forces en tension, plutôt qu'à présenter une hypothétique vision déterministe.

2. UN *GAME CHANGER* DANS LES PERSPECTIVES ÉNERGÉTIQUES NORD-AMÉRICAINES

2.1. Des conditions de développement « idiosyncrasiques »

Les conditions d'émergence, à la fin des années 2000, du gaz de schiste doivent être précisées, à la fois pour estimer leur durabilité et pour envisager leur reproductibilité en dehors des États-Unis. L'idée générale est que ce surgissement procède de la réunion de conditions très singulières (« idiosyncrasiques »), impossibles à reproduire en dehors du contexte nord-américain (s'il s'agit d'envisager des effets économiques de même ampleur). Ce haut degré de spécificité soulève également des questions sur la pérennité du déploiement du gaz de schiste selon le modèle en vigueur depuis quelques années et conduisant à un prix interne du gaz aussi bas, et aussi découplé avec les niveaux observés en Europe (x3) et en Asie (x4).

Pour prendre la mesure des particularités du contexte nord-américain, il convient de revenir au début des années 1990, alors qu'un début de développement du gaz naturel dans la production d'électricité est observé, induit à la fois par la libéralisation du marché et l'amélioration du rendement des centrales. Cette évolution est toutefois contrariée par la hausse des prix du gaz, variant de 2 à 15 \$/MBtu entre 1990 et 2000, et par un renforcement durable de la compétitivité des centrales thermiques recourant au charbon.

À partir de 2007, un regain d'intérêt apparaît cependant avec le rehaussement soudain par le *US Potential Gas Committee* des ressources nationales de 45 %, les réserves non prouvées passant de 1 154 Tcf à 1 674 Tcf⁶. Cette réévaluation est fondée sur de nouvelles données relatives au gaz non

6 Source : Kuhn et Umbach (2011).

conventionnel, de schiste en particulier. Ces ressources n'étaient toutefois pas absentes du paysage des énergies fossiles aux États-Unis : en 1821, la première exploitation commerciale d'un puits (à Fredonia dans l'État de New York) correspondait même à du gaz de schiste (soit une quarantaine d'années avant le premier puits de pétrole en Pennsylvanie) dont l'existence et les spécificités étaient bien connues de longue date. Grâce à un système de crédit d'impôt, ce type de combustible avait même fait l'objet d'une exploitation commerciale à bas bruit mais en continu, tout au long du XX^e siècle. En 2003, 2 000 puits horizontaux étaient ainsi en activité. S'ils sont plus de 20 fois plus nombreux en 2013 (45 000), l'exploitation du gaz de schiste était donc bien antérieurement à ce décollage un élément, mineur mais traditionnel, du paysage énergétique nord-américain.

Le rapide développement des gaz non conventionnels (confinant ici au *gold rush*), dès 2008 dans le prolongement direct de cette réévaluation des réserves, résulte de la combinaison originale des facteurs suivants⁷.

Une configuration géologique et géographique particulièrement favorable (grands champs dans des zones peu peuplées, nombreuses données de forages déjà disponibles...). La rentabilité rapide et élevée des investissements a été assurée par la nature des gaz, souvent « humides »⁸. En présence de ce type de ressources, les condensats (ou liquides de gaz naturel NGL) et les gaz de pétrole liquéfié (GPL) sont également valorisés et présentent une telle valeur marchande que certains gisements sont exploités uniquement autour de ces matières⁹.

L'essor des technologies de récupération des hydrocarbures dans des environnements complexes. Le développement des gaz de schiste prend appui sur les progrès réalisés dans les années 1980 pour exploiter le *tight gas* (gaz de réservoir

7 Se référer par exemple à Wang et Krupnick (2013) et Stevens (2012) pour une rétrospective historique.

8 Les liquides récupérés, appelés « condensats de gaz naturel », correspondent à un pétrole extrêmement léger, de très haute valeur (donnant de l'essence et du naphtha). Tout le reste est gazeux à température ambiante et acheminé par gazoduc vers une usine de traitement de gaz (qui permet la production de gaz de pétrole liquéfié GPL, de gaz acide vendu à l'industrie chimique, d'hélium...).

9 Le « gaz pauvre » (méthane) est parfois réinjecté au fur et à mesure, faute de débouchés locaux.

compact) via des forages horizontaux (expérimentés dès les années 1930) et la fracturation hydraulique (en vigueur depuis la fin des années 1940). Le forage horizontal permet d'accéder à des gisements de petites dimensions et souvent inaccessibles par forage vertical, tandis que la fracturation hydraulique permet (grâce à l'injection à très haute pression d'un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques) de libérer le gaz ou le pétrole prisonniers.

Une régulation très permissive ou très incitative. Le gouvernement américain a facilité l'essor de ces ressources via une fiscalité attractive¹⁰ pour les petits producteurs (dans l'Energy Act de 1980 par exemple)¹¹. Au niveau fédéral depuis 1971 (Mac Avoy, 1971 ; Davis et Kilia 2011), des budgets en recherche et développement sont également alloués pour favoriser le développement et l'essor de nouvelles technologies extractives¹². En outre, le régime minier juridique américain est souple, la propriété du sol l'emportant sur celle du sous-sol (avec un intérêt direct pour les propriétaires à concéder l'exploitation des ressources disponibles dans leur environnement direct).

Une industrie gazière très concurrentielle (nombre d'acteurs élevé, transparence des prix, accès des tiers aux infrastructures...). Dès 2003, de petits producteurs indépendants (tels que Chesapeake, Devon et XTO) ont développé l'usage des techniques de récupération. En 2008, les majors pétro-gazières rejoignent le marché et se lancent également dans une vague de rachat des petites compagnies. Plus de 4 000 producteurs de gaz sont dénombrés aujourd'hui dans une industrie qui s'est avérée très perméable aux nouveaux entrants¹³.

10 Les foreurs disposent de conditions fiscales très intéressantes qui leur permettent, à travers un amortissement accéléré, d'éviter les impôts sur les bénéfices qu'ils engrangent dans leurs opérations de forage de pétrole et de gaz offshore.

11 La loi Energy Act de 1980 instaure des crédits d'impôts de 50 cents/MBtu. Elle introduit également la règle « Intangible drilling costs expensing » qui couvre plus de 70 % des coûts de développement des puits et représente une dépense cruciale pour les petites entreprises.

12 En 1982, le gouvernement a financé des programmes de R&D par le Gas Technology Institute sur la perméabilité des gisements d'hydrocarbures qui ont eu des répercussions dans l'ensemble de l'industrie.

13 L'accès aux gazoducs repose sur une règle de « common carriage », c'est-à-dire que tous les producteurs ont accès aux infrastructures de transport. Le marché américain du gaz, ouvert à la concurrence depuis plus de 30 ans, est souvent qualifié de « marché de commodité du gaz » avec un nombre important d'acteurs, vendeurs et acheteurs, et une transparence des prix.

2.2. Conséquences sur les équilibres énergétiques internes

Entre 2007, moment de la réévaluation des ressources, et 2012, la production de gaz naturel a rebondi de 19.2 Tcf à 24 Tcf (à comparer à 23.7 Tcf pour le deuxième producteur la Russie) pour une consommation de 25.5 Tcf. Les gaz non conventionnels occupaient déjà une place significative au milieu des années 2000 (*tight gas* et *coalbed methane*), mais la rupture provient du décollage du gaz de schiste (*shale gas*) qui constitue le seul élément nouveau dans le mix de production. Négligeable en 2005, le gaz de schiste pourrait représenter plus de 50 % de la production gazière en 2040, et 75 % avec le *tight gas*, de sorte que l'avenir est essentiellement non conventionnel.

Le sous-sol américain contient les réserves mondiales les plus abondantes à ce jour¹⁴, soit l'équivalent d'un siècle de consommation pour le pays. Comparées à la production de 24 Tcf en 2012, les réserves récupérables selon l'EIA seraient de 567 Tcf. Le *National Petroleum Council* et le *Potential Gas Committee*, compte tenu de l'intervalle de confiance, les situent dans une fourchette comprise entre 410 Tcf et 871 Tcf. Les découvertes de gaz non conventionnel permettraient ainsi aux États-Unis de multiplier leurs réserves antérieurement connues par six¹⁵.

La hausse de la production américaine a entraîné une forte baisse du prix sur le territoire : entre 2008 et 2012, son niveau a été divisé par 3 pour atteindre moins de 3 \$/MBtu. S'il est remonté depuis entre 4 et 5 dollars, et peut-être plus à l'avenir, l'Agence Internationale de l'Énergie considère que l'avantage en termes de prix par rapport à l'Europe et au Japon restera au moins égal à 2 dans les décennies prochaines.

Outre l'industrie (voir *infra*) et, plus marginalement, le transport (routier, maritime...), l'impact de court terme essentiel relève de la production d'électricité. Au-delà de l'avantage en termes de prix, le gaz dispose d'une caractéristique qui concourt à le placer au cœur de la stratégie de transition énergétique américaine : son usage est considérablement moins nocif que celui

14 La Chine pourrait receler des réserves d'un même ordre, mais sans réel retour d'expérience pour l'heure.

15 Les évaluations sont comprises dans l'intervalle 4-10.

du charbon pour la production d'électricité (à la fois en termes de CO₂ et de polluants locaux émis). Aussi, en 2012, la part du gaz naturel dans la production électrique a atteint elle un record historique, pesant 30 % du mix, cela au détriment du charbon (dont la part a diminué de 19 % par rapport à 2011). La baisse de l'utilisation du charbon pour la production américaine d'électricité a permis la réduction de 12 % des émissions de CO₂, mais est en partie compensée par une hausse de 5,5 % due à l'usage accru du gaz naturel.

Graphique 2. Perspective de production de gaz aux États-Unis par nature

Source : US Energy Information Agency (2014), Annual Energy Outlook 2014, Early release.

Le parc de production est en cours de recomposition, les centrales à gaz présentant des délais et des coûts de construction raisonnables. Dans le même temps, les nouvelles réglementations de l'Environment Protection Agency (EPA)¹⁶ accélèrent le déclassement des centrales à charbon les plus vétustes (106 ont été fermées depuis 2010, soit 13 % du total). L'impact sur l'économie charbonnière est notable. Des faillites de compagnies charbonnières sont déjà enregistrées (comme *Edison Mission Energy*), phénomène appelé à s'accroître. Le résultat est également une baisse de la production nationale de charbon (moins 10 % en un an) et une hausse des exportations (plus de 25 % en un

¹⁶ En 2012, l'Agence de Protection de l'Environnement a instauré de nouvelles normes d'émissions qui ne s'appliquent qu'aux futures centrales, mais qui pourraient s'appliquer aux centrales existantes (impliquant la fermeture de 20 % des capacités).

an), notamment vers l'Asie et l'Europe (plus 67 %). Les exportations américaines de charbon en 2013 devraient atteindre 125 millions de tonnes, très au-delà du record précédent de 113 millions remontant à 1981. Comme évoqué en introduction, les effets induits sur l'Europe sont non négligeables, dans la mesure où c'est au contraire le gaz (en raison de prix indexés sur le pétrole dans le cadre de contrats long terme) dont la compétitivité pâtit face à cet afflux de charbon bon marché. Cet effet de vase communicant pourrait ne pas perdurer, en raison d'évolutions de la réglementation pesant sur les centrales thermiques en Europe, de sorte que ce débouché outre-Atlantique pourrait se restreindre pour l'industrie charbonnière nord-américaine.

Graphique 3. Production électrique par source aux États-Unis

Source : US Energy Information Agency (2014), Annual Energy Outlook 2014, Early release.

Cependant, malgré la violence de cet effet de bascule entre le charbon et le gaz aux États-Unis, l'administration américaine n'envisage pas une substitution comme perspective ultime. Comme indiqué dans le graphique précédent, le scénario central conduit à envisager une stabilisation de la part du charbon à long terme, la progression dans la production d'électricité étant accompagnée par le gaz (et secondairement les renouvelables). Un tel scénario souligne les limites de la stratégie américaine qui ne peut conduire, avec cette répartition future des différentes filières de production, à une poursuite de la réduction des émissions de CO₂ qui est enregistrée depuis quelques années maintenant. Sauf à imaginer, naturellement, un recours

massif (et très coûteux) à la capture et séquestration de carbone associées aux centrales thermiques, au charbon aussi bien qu'au gaz.

2.3. Un modèle « non conventionnel » des origines sujet à des transformations profondes

En dépit de cet essor rapide et de marges de développement potentiel à long terme considérables, la progression du gaz de schiste n'est pas exempte de débats et de questionnements sur sa soutenabilité, aussi bien en termes économiques qu'environnementaux¹⁷.

Certaines interrogations sont liées aux fondamentaux mêmes de l'activité et suggèrent que les conditions du décollage observées ces dernières années présentent un caractère transitoire et ne sauraient constituer un état stationnaire de l'industrie gazière.

Le premier argument est que la fracturation de la roche permet de libérer des hydrocarbures dans un périmètre restreint, de sorte que le maintien d'un niveau de production élevé implique de creuser constamment de nouveaux puits. Pour fixer un ordre de grandeur, considérons qu'une cinquantaine de puits de gaz de schiste de taille « moyenne » sont nécessaires pour produire la même quantité de gaz qu'un puits en mer du Nord. Or une décroissance du nombre de forages est amorcée en 2012 (EPRINC, 2012), phénomène assez logique en économie minière où les espaces exploités font l'objet d'une difficulté croissante (ou d'un rendement décroissant). Certes, le progrès technique peut compenser cette tendance, mais la régulation peut au contraire renforcer les contraintes d'exploitation.

Suivant les zones, le coût d'extraction du gaz oscille entre 3 et 8 dollars par MBtu (soit 28 m³), alors qu'il n'est vendu qu'aux alentours de 4 dollars¹⁸. Cela

17 Les études les plus récentes en faveur du développement de ces ressources sont celles de Kosciuszko Institute (2011), Ridley (2011), EPRINC (2011), Pfeifer (2012). Les études au contraire opposées au développement de ces ressources sont par exemple celles d'Urbina (2011) et Kennedy (2012).

18 En mars 2013, le Post Carbon Institute indiquait que 80 % de la production de gaz de schiste était réalisée par cinq champs en déclin, qui nécessitent des investissements en capital supérieurs aux valeurs de production aux prix actuels du gaz naturel aux États-Unis.

conduit à réduire la voilure et à réorienter les investissements et appareils de forage (les rigs) vers les régions riches en condensats (gaz liquides) et en pétrole de schiste : cinq fois moins de rigs sont concentrés sur des zones de gaz sec (c'est-à-dire non associé à des formes d'hydrocarbures liquides) qu'il y a cinq ans. Selon ce mouvement, les bassins de Marcellus (Pennsylvanie) et d'Eagle Ford (Texas) sont en forte croissance, tandis que Barnett (Texas), Fayetteville (Arkansas) et surtout Haynesville (frontière Arkansas-Texas-Louisiane) sont en net repli.

Un modèle économique centré sur la valorisation des huiles non conventionnelles se dessine. Cela conduit l'administration américaine à envisager l'augmentation de la production pétrolière nationale de 6.5 MMbbl/jour en 2012 à 9.6 en 2019 (soit un retour au record historique de 1970). En dépit d'un déclin relatif au-delà, la production non conventionnelle représenterait environ 50 % du total national en 2040.

Autrement dit, la focalisation sur le gaz de schiste masque sans doute un autre enjeu économique de premier rang, à long terme, relevant du pétrole non conventionnel.

Graphique 4. Production de pétrole par nature aux États-Unis

Source : US Energy Information Agency (2014), Annual Energy Outlook 2014, Early release.

Au-delà de ces incertitudes technico-économiques, l'analyse du renouveau de la production nationale de gaz non conventionnel est également soumise à des tensions relevant de conditions environnementales de son extraction. Les inquiétudes sont tout d'abord centrées sur les émissions de méthane (gaz à fort effet de serre). Si le débat reste ouvert (voir Howarth *et al.*, 2012 pour un tableau général des études) quant à l'ampleur du phénomène, il est admis que la production de gaz de schiste est plus émettrice de CO₂ que celle de gaz conventionnel. L'autre débat porte sur le volume d'eau requis, de 10 000 à 20,000 m³, et sur la contamination potentielle de nappes phréatiques par les additifs inclus dans le cycle de fracturation ou par les hydrocarbures lors de leur expulsion vers la surface.

Une partie des questionnements relèvent de la structure de l'industrie (comportant de nombreuses PME, dont toutes n'auraient pas déployé les meilleures pratiques) ou du rythme de développement de la production (le *gold rush* ayant conduit à des écueils désormais exclus par l'effet d'expérience).

Quoi qu'il en soit, un appel à la transparence, à la communication et à l'information est lancé. En 2005, l'*Energy Act* avait clairement exclu la fracturation du *Clean Water Act* de l'EPA, clause connue désormais sous le nom de *Cheney Halliburton Loophole*. Une pression croissante s'opère sur les acteurs pour divulguer les produits chimiques qu'ils emploient. Un *Fracking Act* est à l'étude au Congrès pour obliger les opérateurs à communiquer cette information. Certains États, peu nombreux, ont même édicté des moratoires interdisant la fracturation hydraulique¹⁹.

19 Dans l'État de New York par exemple, les anti-fracturations mettent la pression sur le gouverneur Cuomo pour qu'il n'autorise pas les forages, sur lesquels pèse un moratoire que l'Assemblée de New York vient de prolonger de deux ans. À l'État de New York il faut ajouter le New Jersey et le Maryland qui ont temporairement interdit la fracturation, tant qu'il n'y a pas d'information claire sur les risques sur l'environnement et la santé publique.

3. ESQUISSE DES EFFETS ÉCONOMIQUES ET GÉOPOLITIQUES GLOBAUX

3.1. Un nouvel actif pour la compétitivité américaine dans la globalisation

En l'espace de quelques années, les États-Unis ont à la fois rejoint le groupe des pays bénéficiant d'un gaz naturel à bas prix (seul dans ce cas au sein de l'OCDE, cf. carte suivante), tout en ayant considérablement détendu sa problématique de sécurité d'approvisionnement. Compte tenu de cette large disponibilité des hydrocarbures non conventionnels, de différentiels de prix durables à l'avantage des entreprises américaines, de conditions d'exploitation difficiles (voire impossibles) à reproduire ailleurs, l'essor des gaz et de l'huile de schiste constitue à l'évidence un phénomène nouveau dans la globalisation, avec un impact durable bien au-delà de l'espace économique nord-américain.

Carte 1. Mappemonde des différentiels de prix du gaz naturel

Source : International Gas Union and Nexant, Wholesale Gas Price Survey, 2013.

L'évaluation économique de cet impact est délicate, car elle soulève des problèmes méthodologiques complexes et, surtout, suppose une meilleure visibilité sur la place prise à long terme par les gaz de schiste, sur les coûts

(en fonction des évolutions de la régulation notamment) et les prix afférents, sur les stratégies d'exportation ou non (pour le gaz)... Ces réserves posées, essayons néanmoins de rassembler les éléments disponibles, permettant d'estimer l'impact économique à long terme aux États-Unis et les conséquences sur la compétitivité américaine.

En termes d'emplois tout d'abord, le secteur de la fracturation hydraulique a déjà, à lui seul, permis la création de nombreux emplois depuis 2008, auxquels s'ajoutent ceux associés à la suite de la chaîne de valeur, soit l'extraction et le raffinage, ainsi que ceux induits dans les industries manufacturières et via la distribution de revenus. L'étude la plus citée est celle d'IHS Global Insight, qui rapporte que le développement des gaz de schiste aux États-Unis a contribué à la création en 2010 de 600 000 emplois directs, indirects et induits, et devrait générer quelque 900 000 emplois à l'horizon 2015. En contrepoint, d'autres études mettent en avant les financements importants nécessaires à cette activité très capitalistique et peu intensive en emplois (Katzenbuhler et Centner, 2012) et soulignent qu'à la fin de la récession en 2010, le taux de croissance dans ce secteur d'activité a été équivalent à celui des autres secteurs industriels (Brown et Yucel, 2013). Parmi le faisceau d'indices, soulignons que, depuis 2008, les quatre États présentant les taux de croissance les plus élevés correspondent à ceux dans lesquels l'industrie des hydrocarbures a été la plus dynamique.

Mais l'essentiel est sans doute au-delà du secteur pétrolier et gazier, via les effets induits par la baisse du prix du gaz « matière première » sur des industries comme la chimie et la pétrochimie²⁰ et la baisse du coût de l'énergie dans les secteurs intensifs comme l'aluminium ou les pneumatiques. Certains objectent (Spencer et al., 2014), que le poids économique des activités concernées est limité, les secteurs intensifs en gaz ne pesant que 1,2 % du PIB américain. Et même si ces derniers ont vu leurs exportations nettes tripler (de 10,5 milliards en 2006 à 27,2 en 2012), cette progression est minime dans le total du déficit commercial américain (près de 800 milliards en 2012). Mais l'analyse rétrospective est sans doute limitée, car il convient de parvenir à anticiper les transformations, à long terme, de la structure de production en raison de l'attractivité nouvelle d'un espace économique offrant des garanties à long

20 L'American Chemistry Council (2013) indique que le coût du gaz peut atteindre jusqu'à 75 % du coût de production dans certaines branches (comme pour le propylène).

terme concernant le prix du gaz et de l'électricité. Par exemple, après avoir financé le sauvetage de l'industrie automobile, le Président américain a injecté 20 milliards dans ce secteur pour promouvoir l'usage des carburants alternatifs. La loi « Natural Gas Act » soutenant la motorisation au gaz devrait voir le jour en 2014, afin de favoriser l'utilisation de ce combustible dans le transport. Les pouvoirs publics seront d'autant plus incités à favoriser de telles transformations structurelles que le gaz non conventionnel a rapporté 31 milliards en impôts et taxes fédéraux en 2012.

Graphique 5. Consommation sectorielle de gaz naturel aux États-Unis

Source : US Energy Information Agency (2014), Annual Energy Outlook 2014, Early release.

Dernier élément, soulignons également que la baisse du prix du gaz a également bénéficié aux clients résidentiels (mais selon un bilan hétérogène selon les États). En 2013, les estimations font état de gains pour les consommateurs finals de 0,6 % de leur revenu disponible (soit environ 650 \$ par ménage et par un an). Mais, dans le même temps, les prix des habitations et des terres agricoles ont baissé de 24 % en moyenne sur les terrains situés à moins de 3 km d'un puits de gaz non conventionnel en 2013.

3.2. Des canaux de diffusion via les marchés internationaux d'hydrocarbures

Dès lors que la position nord-américaine sur les marchés gaziers pétroliers se trouvera fortement influencée par le développement de ces ressources non conventionnelles, il convient de prendre en compte le canal de diffusion via ces marchés, à la fois en matière économique et géopolitique.

À partir de 2016, les États-Unis pourraient devenir exportateurs de gaz (Abiteboul, 2012 ; Jensen, 2012 ; Ebinger, 2012). Leurs débouchés sont déjà sécurisés par des contrats, notamment avec des pays d'Asie-Pacifique, la fin des travaux d'expansion du canal de Panama facilitant de tels flux. Afin d'exporter du GNL, les États-Unis doivent toutefois adapter des infrastructures qui ont été conçues pour importer (c'est-à-dire pour gazéifier le méthane et non pour le liquéfier). Une vingtaine de projets de transformation ou de construction de terminaux méthaniens sont envisagés, probablement au-delà des capacités requises. Au niveau fédéral, un seul projet a été autorisé jusqu'à présent (*Sabine Pass*) pour exporter du gaz vers des pays non-membres de l'accord de libre-échange, tandis que trois autres projets ont reçu un accord conditionnel. En parallèle, le réseau de gazoducs doit être modifié pour permettre l'acheminement du gaz des lieux de production aux points d'exportation. Même si les États-Unis deviennent exportateurs de gaz naturel, les importations de GNL, de fait en régression, ne peuvent pas totalement disparaître en raison des obligations de contrats long terme et de différences de prix temporaires susceptibles de présenter un intérêt économique à valoriser.

Cette perspective concernant l'exportation du gaz nord-américain ne serait toutefois pas un bouleversement conduisant à délivrer en Europe ou en Asie du méthane à bas prix : la prise en compte du coût de liquéfaction et de transport renchérra considérablement le gaz américain à son point de livraison²¹. Toutefois, il y a là un facteur, sinon de déstabilisation, au moins de complexification du jeu gazier, de nature à

21 Les coûts de liquéfaction et de transport sont de 4 \$/MBtu vers l'Europe et de 6 \$/MBtu vers l'Asie.

accroître le pouvoir de négociation et de diversification des acheteurs, notamment européens²².

Il convient de considérer non pas seulement la présence nouvelle des Américains sur certains marchés, mais également leur retrait, au moins partiel, d'autres, comme pour le pétrole. Depuis les années 1930 et l'alliance entre le Président Roosevelt et le roi Abdel Azis Ibn Seoud, les États-Unis ont lié leurs approvisionnements pétroliers à l'Arabie saoudite et aux pays du Moyen-Orient. L'alliance a été assortie côté américain d'une garantie d'assurer la stabilité de la région et la libre circulation sur les voies maritimes. Qu'en sera-t-il dès lors que la production américaine pourrait dépasser celle de l'Arabie saoudite dès 2020, *a fortiori* avec les ressources disponibles au Canada ? Pour la zone, la perte du client américain devrait être plus que compensée par les importations accrues de pays émergents comme la Chine ou l'Inde, mais rien n'indique que ces nouvelles puissances pourraient se charger d'une fonction de stabilisation de la zone. L'ancrage américain au Moyen-Orient repose certes sur d'autres considérations (notamment l'alliance avec Israël), mais nul ne peut prédire, dans les décennies 2020 et 2030, comment cette nouvelle géopolitique des énergies fossiles pèsera sur les équilibres anciens et si, comme c'est le cas actuellement, la V^e flotte américaine sera toujours basée au Bahreïn pour sécuriser la principale route du pétrole qui traverse le détroit d'Ormuz...

22 « Even though the effects of the shale “revolutions” on Russia should not be overstated they still show that something has changed and Russia is no longer able to ignore this challenge. The controversial rhetoric of the political elite – “we are not afraid” messages versus warnings of dramatic consequences, if Russia fails to act – as well as the ad hoc reactive rather than proactive measures, which Russia is belatedly taking at both domestic and international levels, show that Russia does not really know what to do about this challenge. [...] Energy power capability is no longer only about having energy resources and pipelines and putting political pressure on its neighbors over energy, as traditional realists claimed. This power works in some cases, but it does not work in many others and it involves costs (image damage, mistrust, and competing diversification projects) » (Kropatcheva, 2014, p. 8).

Graphique 6. Variation des taux d'importation et d'exportation en pétrole et gaz à long terme

Source : US Energy Information Agency (2014), Annual Energy Outlook 2014, Early release.

3.3. Europe : l'efficacité énergétique comme seule réponse stratégique

Les Européens ne peuvent évidemment pas rester indifférents ou simples observateurs face à ces évolutions. À long terme, ils seraient les premiers concernés par une nouvelle donne géopolitique (et pâtiraient plus encore de leur difficulté à constituer une unité politique).

Dès à présent, des effets économiques sont perceptibles, avec la perspective de voir émerger, avec les États-Unis, un redoutable concurrent *low cost* pour l'Union européenne qui, après avoir dopé sa compétitivité depuis les années 1990 avec les recettes de la *nouvelle économie*, ravive maintenant ses avantages comparatifs avec ceux de l'*ancienne économie* basée sur l'exploitation des ressources minières.

Le diagnostic de la Commission européenne (2014) est tranchant, sur l'impact en termes de compétitivité de la dégradation du différentiel de coûts du gaz et de l'électricité : « Certes, l'énergie n'a jamais été bon marché

en Europe, mais l'écart de prix dans le domaine de l'énergie entre l'UE et ses principaux partenaires économiques s'est encore accentué au cours des dernières années. Le prix moyen du gaz pour les entreprises dans l'UE est aujourd'hui trois à quatre fois supérieur aux prix correspondants aux États-Unis, en Inde et en Russie, il est supérieur de 12 % au prix pratiqué en Chine, comparable à celui pratiqué au Brésil et inférieur au prix en vigueur au Japon. [...] De nouveau, aux États-Unis et en Russie, le faible niveau des prix du gaz (et par conséquent, des prix du charbon) a contribué à faire baisser les prix de l'électricité dans ces pays » (p. 15). « Ces dernières années, toutefois, la part des biens à forte intensité énergétique dans les exportations de l'UE a diminué de manière significative alors que le volume de composants intermédiaires à forte intensité énergétique en provenance d'économies émergentes telles que le Brésil, la Russie et la Chine est en augmentation » (p. 16).

Graphique 7. Coûts de production comparatifs de l'éthane

Source : American Chemistry Council (2013), Shale gas, competitiveness and new US chemical industry investment: an analysis based on announced projects.

Ce diagnostic est partagé par l'IEA (2014) qui considère que la disparité croissante des prix et coûts de l'énergie devrait faire baisser la part de biens à forte intensité énergétique exportés par l'UE sur les marchés mondiaux.

Graphique 8. Différentiel de prix gaziers et électriques

Source : International Energy Agency (2013), World Energy Outlook.

Quelle stratégie adopter de ce côté-ci de l'Atlantique ? Certes, les rapports du GIEC viennent confirmer que la vision politique des Européens, définie à la fin des années 2000 par l'objectif du 3*20, est une démarche cohérente, visionnaire même. Mais, sur fond de crise économique, les coûts collectifs pour promouvoir les filières bas carbone (énergies renouvelables, efficacité énergétique, véhicule électrique, stockage, réseaux intelligents...) représentant un lourd fardeau, la tentation est forte de moduler l'effort collectif de transition pour tenir compte du nouveau « paradigme » énergétique.

Une question surgit logiquement : parmi les options disponibles, pourrait-on envisager de reproduire en Europe les conditions du « miracle » nord-américain ? Ce débat se tient à la maille nationale : alors que la Pologne, la Grande-Bretagne ou le Danemark (ou l'Ukraine aux confins de l'UE) s'engagent dans l'exploration de leurs ressources en hydrocarbures de schiste, la France ou la Bulgarie ont prohibé l'usage de la fracturation hydraulique, seule technologie en usage pour l'heure (et sans doute pour toute la décennie). Quoi qu'il en soit, tout porte à croire que les enjeux économiques ne sont pas du même ordre en Europe qu'aux États-Unis, cela pour différentes raisons.

Primo, les conditions d'exploitation seraient assez foncièrement différentes en raison d'une urbanisation plus dense de ce côté-ci de l'Atlantique (population trois fois à quatre supérieure au km² en France, par exemple), caractéristique restreignant les zones d'extraction, la proportion de gaz récupérable et tirant les coûts d'exploitation vers le haut.

Deusio, les données disponibles suggèrent que la géologie est moins favorable avec des bassins plus petits et plus accidentés. Ces facteurs, combinés à d'autres (moins d'expertise dans l'extraction, moins d'équipements directement mobilisables, un réseau de transport de gaz moins maillé...), suggèrent non seulement que les volumes d'exploitation seraient moindres, mais également que le coût du gaz extrait serait bien plus élevé qu'aux États-Unis. Enfin, rien ne garantit la présence de gaz « humide » qui contient la valeur intrinsèque la plus élevée.

Tertio, ajoutons que le développement du gaz est venu en substitut partiel du charbon dans les centrales électriques américaines, concourant à ramener les émissions de CO₂ à leur niveau du milieu des années 1990. Comme le poids du charbon est plus limité en moyenne en Europe, nous ne pourrions pas envisager d'adopter cette même stratégie de réduction des émissions en opérant une transition entre les sources de carbone, plutôt que vers des filières bas carbone.

Il est difficile de conclure, car peu d'endroits ont été explorés (la Pologne étant le seul État membre à disposer de données d'exploration significatives), de sorte que les États-Unis sont les seuls dotés d'un réel retour d'expérience. Néanmoins, rien ne permet de dire sérieusement que l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels représente en Europe, comme aux États-Unis, un potentiel *game changer* : « *It is unlikely that the EU will repeat the US experience in terms of the scale of unconventional oil and gas production. Uncertainty exists around the exact size of exploitable EU shale gas reserves. Nevertheless, a median scenario would see the EU producing several tens of billions of cubic meters (bcm) of shale gas by 2030-2035, or about 3-10 % of EU gas demand. The EU's fossil fuel import dependency will therefore continue to increase and its fossil fuel prices will remain largely determined by international markets* » (Spencer et al., 2014, p. 1).

Si l'Europe ne peut pas répliquer la stratégie américaine, faut-il refermer définitivement le dossier des gaz et huiles de schiste pour autant ? Sans doute pas, et pour deux raisons. Primo, les Européens doivent veiller à leur sécurité collective en termes d'approvisionnements en hydrocarbures, ressources qui pèseront encore longtemps dans notre bilan énergétique ; *a fortiori* dans un environnement où les Américains pourraient, eux, avoir conquis une grande autonomie énergétique. Dans ce contexte, l'évaluation des réserves européennes non conventionnelles relève, en quelque sorte, du principe de précaution pour la sécurité collective européenne.

Secundo, si certains États membres devaient s'engager dans une exploitation de leurs hydrocarbures non conventionnels, cela ne les détournerait pas de l'objectif commun de transition énergétique. Les ressources locales se substitueraient aux ressources importées, sans augmenter les émissions (qui suivront l'objectif d'une réduction des émissions de 80 % en 2050). Comme le montre le cas du Danemark qui subordonne l'exploitation de ses ressources à une stratégie de transition très ambitieuse (avec l'objectif de décarboner totalement la production électrique en 2050).

Mais le principal enseignement à tirer de l'expérience américaine est sans doute ailleurs. Dès lors que l'exploitation des ressources non conventionnelles ne changera par la « donne », les Européens doivent concentrer leurs efforts sur l'amélioration de l'efficacité énergétique. En effet, face à une concurrence américaine dopée par une énergie à bas coûts, au moment où le développement des renouvelables tire ceux de l'Europe vers le haut, la réplique ultime relève nécessairement de la recherche du meilleur niveau d'efficacité énergétique dans l'industrie. Le secteur manufacturier de l'UE a déjà entamé, au fil des dernières décennies, des restructurations visant à diminuer l'intensité énergétique, efforts qui ont partiellement atténué la hausse des prix de l'énergie et devront être poursuivis (Commission européenne, 2014).

Graphique 9. Efficacité des industries intensives en énergie en Europe et aux États-Unis

Source : Commission européenne (2014), Communication au Parlement « Prix et coûts de l'énergie en Europe », DG Énergie, janvier.

4. CONCLUSION : LA CERTITUDE DE GRANDS CHANGEMENTS... COMBINÉE À L'INCERTITUDE DE LEUR TRAJECTOIRE

Les données et informations disponibles permettent de comprendre que le futur énergétique ne sera pas celui qu'on imaginait, sans pouvoir dire à ce stade ce qu'il sera...

Le travail de Gracceva et Zeniewski (2013), destiné à modéliser la place future du gaz de schiste au niveau mondial, donne la mesure de ces incertitudes : « *In the optimistic scenario, shale gas has the potential to make up almost a quarter of global gas production by 2030 and reach one third by 2040. And the share of natural gas in global primary energy supply increases up to 31 % by 2040 (against 27 % in the conservative scenario). However, this strong increase in shale gas production requires optimistic assumptions on both shale gas resource size and production costs; if either the size or cost are less favourable, the production potential of shale gas is reduced by half* » (p. 455). Dans le scénario haut, le gaz sera sans doute au cœur des efforts de transition énergétique dans de nombreuses parties du monde (par l'intermédiaire de la substitution entre le gaz et le charbon, par le développement d'innovations étendant les usages du gaz en particulier dans le transport) ; dans le scénario bas, il sera plus difficile de conférer au gaz le statut d'hydrocarbure de la transition et les actuels détenteurs des ressources conventionnelles, comme la Russie, verront leur pouvoir durablement conforté.

Les facteurs d'incertitude ne relèvent pas que du champ technico-économique. Les décisions politiques compteront, comme en témoigne le débat intérieur aux États-Unis autour de l'arbitrage entre « conserver les ressources pour le développement économique du pays » (en prenant appui sur des prix locaux du gaz très avantageux) ou « les exporter pour pouvoir rentabiliser les investissements consentis ». En 2012, le représentant Edward Markey a ainsi déposé deux projets de lois destinés à interdire les exportations de GNL et, comme évoqué plus haut, les autorisations pour finaliser les infrastructures de liquéfaction sont encore en attente.

Quoi qu'il en soit, les Européens doivent adapter leur stratégie énergétique dans le cadre du nouveau paradigme et des incertitudes économiques et

géopolitiques qui le caractérisent. Même s'ils connaissent mal leurs ressources, l'éventualité qu'ils puissent s'adapter au nouvel environnement en fracturant intensivement leur sous-sol pour extraire des hydrocarbures (au point d'assurer leur sécurité énergétique) est peu plausible. Contrairement aux États-Unis, les Européens ne seront pas *market makers* sur la nouvelle scène des énergies fossiles et sont donc plus encore tenus d'avancer dans leur stratégie de rupture par l'excellence en termes d'efficacité énergétique et de promotion des filières énergétiques sobres en carbone, ainsi que des nouvelles organisations qui s'y rattachent (*smart grids*, *smart cities*, réseaux de transport bas carbone...).

Le retour des énergies fossiles, que l'on pensait enfouies dans le XX^e siècle, ne doit pas dissuader les Européens d'être pionniers dans l'invention du modèle énergétique du XXI^e.

BIBLIOGRAPHIE

- ABITEBOUL J. (2012), « What is the Time Line for LNG Exports from the USA? », presentation to the Flame Conference in Amsterdam, 18 April.
- ALKEMADE F., HEKKERT M. P., NEGRO S. O (2011), « Transition policy and innovation policy: Friends or foes? », *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 1.
- AMERICAN CHEMICAL COUNCIL (2013), « Shale Gas, Competitiveness, and New US Chemical Industry Investment: An Analysis Based on Announced Projects Economics & Statistics Department », American Chemistry Council, May 2013.
- BARRY B., KLIMA M. S. (2013), « Characterization of Marcellus Shale natural gas well drill cuttings », *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 1-2.
- BAZILIAN M. et al. (2014), « Ensuring benefits from North American shale gas development: Towards a research agenda », *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources* (in press).
- BROOKS M. (2013), « Frack on or frack off: can shale gas really save the planet? », *New Scientist*, 219.
- BROWN S., YUCEL M. (2013), « The Shale Gas and Tight Oil Boom: U.S. States' Economic Gains and Vulnerabilities », Council on Foreign Relations, Policy Brief, October.
- BUKLLIS K. (2012), « Can Fracking Be Cleaned Up? », *MIT Technology Review*.
- CENTNER T. HATZENBUHLER H. (2012), « Regulation of water pollution from hydraulic fracturing in horizontally-drilled wells in the Marcellus shale region, USA », *Water*, 4.
- CENTNER T. J., O'CONNELL L. K. (2014), « Unfinished business in the regulation of shale gas production in the United States », *Science of The Total Environment*, 476-477.
- COMMISSION EUROPÉENNE (2014), Communication au Parlement « Prix et coûts de l'énergie en Europe », DG Énergie, janvier.

- CONSEIL D'ANALYSE STRATÉGIQUE (2012), « Les gaz non conventionnels : une révolution énergétique nord-américaine non sans conséquences pour l'Europe ».
- EBINGER C. *et al.* (2012), « Liquid Markets: Assessing the Case for US Exports of Liquefied Natural Gas », Policy Brief 12-01, Brookings Institution, Washington, DC.
- EPRINC (2011), « Natural Gas Industry Fakes the Moon Landing », EPRINC Briefing Memorandum, Washington, DC, 1 July.
- GEOFFRON P., LOWE P. (2013), « The Shale Gas Race: Consequences for Europe? », Madariaga-College of Europe Foundation.
- GODEC M. L., JONSSON H., BASAVA-REDDI L. (2013), « Potential Global Implications of Gas Production from Shales and Coal for Geological CO₂ Storage », *Energy Procedia*, 37.
- GRACCEVA F., ZENIEWSKI P. (2013), « Exploring the uncertainty around potential shale gas development – A global energy system analysis based on TIAM (TIMES Integrated Assessment Model) », *Energy*, 57.
- HOWARTH R. *et al.* (2012), « Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations », *Climate Change*, 106.
- HU D., XU S. (2013), « Opportunity, challenges and policy choices for China on the development of shale gas », *Energy Policy*, 60.
- HULTMAN N. *et al.* (2011), « The Greenhouse Impact of Unconventional Gas for Electricity Generation », *Environmental Research Letters*, 6.
- IHS REPORT (2012), « The Economic and Employment Contributions of Unconventional Gas Development in State Economies », June.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2013), « World Energy Outlook ».
- JACOBY H., O'SULLIVAN F., PALTSEVA S. (2012), « The Influence of Shale Gas on U.S. Energy and Environmental Policy », *Economics of Energy & Environmental Policy*, 1.
- JENNER S., LAMADRID A. J. (2013), « Shale gas vs. coal: Policy implications from environmental impact comparisons of shale gas, conventional gas, and coal on air, water, and land in the United States », *Energy Policy*, 53.
- JENSEN J. (2012), « LNG Exports from North America: How Competitive Are They Likely to Be? », Presentation to the Paris Energy Club, 4 May.
- JIANG M. *et al.* (2011), « Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Marcellus Shale Gas », *Environmental Research Letters*, 6.
- JOHNSON C., BOERSMA T. (2013), « Energy (in)security in Poland the case of shale gas », *Energy Policy*, 53.
- KENNEDY J. (2011), « The Fracking Industry's War on the New York Times and the Truth ».
- KOSCIUSZKO INSTITUTE (2011), « Unconventional Gas – a Chance for Poland and Europe? Analysis and Recommendations », Kosciuszko Institute, Krakow.
- KROPATCHEVA E. (2014), « He who has the pipeline calls the tune? Russia's energy power against the background of the shale revolutions », *Energy Policy*, 66.
- KUHN M., UMBACH F. (2011), « Shale Gas: a game changer for European energy security », The Global Warming Policy Foundation, 11 May.
- LOZANO MAYA J. R. (2013), « The United States experience as a reference of success for shale gas development: The case of Mexico », *Energy Policy*, 62.

- MALLAPRAGADA D. S., DUAN G., AGRAWAL R. (2014), « From shale gas to renewable energy based transportation solutions », *Energy Policy*, 67.
- MATTHEW F. (2013), « Urban gas drilling and distance ordinances in the Texas Barnett Shale », *Energy Policy*, 62.
- MCGLADE C., SPEIRS J., SORRELL S. (2013), « Methods of estimating shale gas resources – Comparison, evaluation and implications », *Energy*, 59.
- MÉRITET S. (2014), « La nouvelle révolution ou la renaissance des États-Unis », *Outre-Terre*, 38.
- PFEIFER S. (2012), « Finds that form a bedrock of hope », *Financial Times*, 22 April.
- RIDLEY M. (2011), « The Shale Gas Shock », GWPF, The Global Warming Policy Foundation », Report 2, London.
- SKONE T. (2011), « Role of Alternative Energy Sources: Natural Gas Technology Assessment », US Department of Energy, DOE/NETL-2011/1536.
- SMITH M. F., FERGUSON D. P. (2013), « Fracking democracy: Issue management and locus of policy decision-making in the Marcellus Shale gas drilling debate », *Public Relations Review*, 39.
- SPENCER T., SARTOR O., MATHIEU M. (2014), « Unconventional wisdom: an economic analysis of US shale gas and implications for the EU », IDDRI, Policy Brief, 5.
- STEPHENSON T. et al. (2011), « Modeling the relative GHG emissions of conventional and shale gas production », *Environmental Science Technology*, 45.
- STEVENS P. (2012), « The 'Shale Gas Revolution': Developments and Change », Briefing Paper, Chatham House, August.
- ULIASZ-MISIAK B., PRZYBYCIN A., WINID B. (2014), « Shale and tight gas in Poland - legal and environmental issues », *Energy Policy*, 65.
- URBINA I. (2011), « Insiders sound an alarm amid a natural gas rush », *New York Times*, 24 June. (There were two further articles on 25 and 26 June.)
- US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2013), « Outlook for shale gas and tight oil development in the U.S. », Review, EIA conference.
- US ENERGY INFORMATION AGENCY (2014), « Annual Energy Outlook 2014 », Early release.
- WAKAMATSU H., ARUGA K. (2013), « The impact of the shale gas revolution on the U.S. and Japanese natural gas markets », *Energy Policy*, 62.
- WANG Z., KRUPNICK A. (2013), « A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States », *Resources for the Future*, April.
- WEIJERMARS R. (2013), « Economic appraisal of shale gas plays in Continental Europe », *Applied Energy*, 106.
- WILLIAMS-KOVACS J. D., CLARKSON C. R. (2014), « A new tool for prospect evaluation in shale gas reservoirs », *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 18.
- WOOD R. et al. (2011), « Shale Gas: A Provisional Assessment of Climate Change and Environmental Impacts », Tyndall Centre Technical Reports.