

Les gaz non conventionnels : une révolution énergétique nord-américaine non sans conséquences pour l'Europe

Alors qu'on n'en parlait pas en France il y a encore quelques mois, les gaz non conventionnels (GNC) ont fait une entrée remarquée dans le paysage énergétique. C'est aux États-Unis que les techniques d'extraction de ces gaz emprisonnés dans des roches comme le grès ou le schiste se sont perfectionnées et ont ouvert l'accès à de nouveaux et très importants gisements. Les conséquences sont de taille car face à la déplétion des ressources pétrolières, ces gaz pourraient représenter près du double des réserves de gaz dits "conventionnels". Au total, le monde serait ainsi assuré de disposer de bien plus d'une centaine d'années de consommation si celle-ci se poursuivait à son rythme actuel. L'impact de ces nouvelles ressources sur les prix du gaz est déjà sensible. La crise économique et la baisse des importations aux États-Unis ont libéré des quantités de gaz qui se reportent sur d'autres marchés, tirant les prix spots vers le bas sur les autres continents, phénomène remarquable à une période où le prix des matières premières a tendance à augmenter. Cette baisse est néanmoins difficilement perceptible par le consommateur français, pour lequel le prix

du gaz, indexé dans des contrats de long terme à plus de 80 % sur le prix du pétrole, continue d'augmenter. Les équilibres énergétiques sont modifiés, de nombreux usages s'orientant aujourd'hui vers le gaz au détriment du charbon, du nucléaire – dont la reprise se trouve différée –, et même des énergies renouvelables. Considérés par certains experts comme la plus grande révolution énergétique des dernières décennies, ces gaz suscitent néanmoins des interrogations quant à l'impact de leur exploitation sur le réchauffement climatique, sur l'environnement (bruit, émissions, emprise au sol, risque de pollution des nappes phréatiques, utilisation de grandes quantités d'eau) et sur les activités économiques qui lui sont associées. En France, les autorisations de permis de recherche ont récemment déclenché une controverse. Les ministres en charge de l'industrie et du développement durable ont lancé au mois de février 2011 une mission d'information dont les résultats doivent être communiqués en juin 2011. Les calendriers de travaux des industriels ont été adaptés pour tenir compte de cette mission, et aucun travail d'exploration n'aura lieu d'ici la fin de la mission. ■

LES ENJEUX

Les gaz non conventionnels sont connus depuis longtemps, mais leur exploitation semblait trop coûteuse pour être envisagée à grande échelle. À la faveur des prix élevés des hydrocarbures en 2008, les techniques de production se sont soudain améliorées, conséquence d'une véritable rupture technologique. La possibilité d'exploiter de nouvelles et importantes ressources en gaz a changé la donne, risquant de modifier profondément le paysage énergétique mondial, le gaz redevenant extrêmement compétitif par rapport aux autres énergies.

Si les GNC apparaissent comme une réponse possible aux contraintes sur les ressources, leur exploitation doit cependant respecter l'environnement et tenir compte des réticences de l'opinion publique. En tout état de cause, des solutions utilisant toutes les connaissances techniques sur le sujet et s'adaptant aux conditions locales devraient être trouvées.

En France, afin de confirmer la présence de quantités importantes de gaz non conventionnels dans le sous-sol, le ministère en charge de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer (MEEDDM) a octroyé trois permis d'exploration en avril 2010. Aujourd'hui les associations écologistes et la population locale se mobilisent et demandent le report, voire l'interdiction des projets d'exploitation. Les ministres de l'environnement et de l'énergie ont donc lancé début février une mission pour évaluer les enjeux, en négociant avec les industriels la prise en compte de l'existence de la mission dans leur programme de travail, de sorte qu'il n'y aura pas de campagnes de forages exploratoires ni d'opérations techniques de terrain jusqu'à la remise du rapport final attendu pour juin avec un bilan intermédiaire en avril 2011.

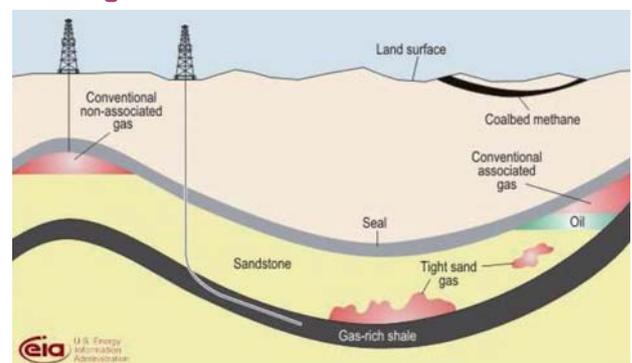
L'AMÉLIORATION DES TECHNIQUES DE PRODUCTION DONNE ACCÈS À UNE RESSOURCE ABONDANTE

Qu'est-ce qu'un gaz non conventionnel ?

Les GNC se différencient des gaz traditionnellement exploités par la nature géologique des formations qui les contiennent. On en distingue trois grandes sortes :

- ▶ les gaz de houille sont connus depuis longtemps mais exploités seulement depuis 1980. Il s'agit du fameux grisou (*coalbed methane*, **CBM** en anglais) ;
- ▶ les *tight gas*, ou gaz de réservoir compact, sont retenus dans des grès (*sandstone*), également exploités depuis plusieurs années ;
- ▶ les gaz de schiste (*shale gas*) sont piégés dans des couches sédimentaires, à l'origine riches en limon et en matières organiques, situées à 2 000 ou 3 000 mètres de profondeur. Ce sont eux dont l'exploitation croît rapidement et qui sont à l'origine de la révolution actuelle, si bien qu'on assimile souvent GNC et gaz de schiste. Aux États-Unis, s'ils comptaient pour 1 % de la consommation énergétique totale en 2006, ils en représentent 17 % aujourd'hui selon l'Energy Information Administration américaine (EIA).

Représentation schématique d'exploitation de gaz non conventionnels



Source : US-EIA 2011

Les gaz non conventionnels sont connus depuis longtemps ainsi que les techniques permettant de les exploiter. C'est cependant la combinaison de deux de ces techniques, la fracturation hydraulique de la roche et le forage horizontal, qui a démultiplié les capacités d'extraction. La première technique – *fracking* en anglais – consiste à injecter, à très haute pression, un mélange d'eau, de sable et de substances chimiques afin de libérer le gaz prisonnier. Une grande partie du savoir-faire tient dans la composition de ce mélange, qui doit être capable de maintenir durablement les fissures de la roche ouvertes, permettant ainsi au gaz de circuler dans la roche vers le puits. Comme pour le gaz conventionnel, les puits doivent être protégés par plusieurs tubages

emboîtés les uns dans les autres pour maintenir la partie centrale (zone de circulation des fluides) isolée des différentes formations géologiques et des aquifères. En particulier, tout contact entre les produits potentiellement toxiques et les nappes phréatiques doit être évité.

Le forage horizontal permet d'accéder à une plus large part de la formation et peut atteindre des longueurs de 2 000 à 3 000 mètres. Aux États-Unis, la durée de vie d'un puits n'est pas très longue, la majorité du gaz étant récupérée dans les cinq premières années d'exploitation, ce qui nécessite de réaliser de nombreux forages de manière dispersée. Dans les zones d'exploitation, on peut ainsi trouver un puits tous les 500 mètres : on en compterait plus de 500 000 répartis dans 31 États. En France, les conditions d'exploitation ne pourraient être définies qu'à l'issue de la phase de recherche. Les résultats techniques obtenus et les enjeux environnementaux permettraient d'en définir les paramètres essentiels, par exemple la distance entre les ouvrages. Compte tenu des différences qui peuvent exister entre la France et les États-Unis, en particulier dans la gestion du domaine minier et le droit de propriété du sous-sol, le modèle américain ne serait de toute façon pas transposable.

Des réserves mondiales vraisemblablement très importantes

L'essor rapide de la production des *shale gas* a concentré l'attention sur les États-Unis qui ont été les premiers à les exploiter massivement, mais des réserves de GNC existent partout dans le monde et semblent réparties plus uniformément que les ressources "conventionnelles". Elles ont été répertoriées par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), qui les estime à 920 Téra mètres cubes (Tm³)⁽¹⁾.

Resources globales en gaz non conventionnels en Tm³

	Tight gas	CBM	Shale gas	Total
Moyen-Orient et Afrique du Nord	23	0	72	95
Afrique sub-saharienne	22	1	8	31
Ex-URSS	25	112	18	155
Asie Pacifique	51	49	174	274
Asie centrale et Chine	10	34	100	144
OCDE Pacifique	20	13	65	99
Asie du Sud	6	1	0	7
Autres	16	0	9	24
Amérique du Nord	39	85	109	233
Amérique latine	37	1	60	98
Europe	12	8	16	35
Europe centrale et de l'Est	2	3	1	7
Europe de l'Ouest	10	4	14	29
TOTAL	210	256	456	921

Source : AIE, *World Energy Outlook*, 2009

Compte tenu des taux de récupération prévisionnels (20 % pour les *tight gas*, 15 % pour le gaz de houille et 40 % pour les gaz de schiste), elles pourraient représenter des ressources exploitables supérieures à celles des réserves prouvées de gaz conventionnels (250 Tm³ contre 187 Tm³).

Ces données qui peuvent apparaître très précises ne doivent pas cacher la grande incertitude qui règne dans leur évaluation. En raison de l'hétérogénéité des formations rocheuses, les méthodes employées pour estimer les réserves de gaz conventionnels ne sont pas transposables telles quelles pour les *shale gas*. Les taux de récupération évoqués sont également peu fiables.

LES CONDITIONS MONDIALES ACTUELLES SONT TRÈS FAVORABLES AU DÉVELOPPEMENT DES SHALE GAS

Au rythme actuel d'utilisation, voisin de 3,1 Tm³/an, les réserves mondiales de gaz prouvées assurent une soixantaine d'années de consommation (plus d'une centaine d'années si l'on intègre les ressources probables). Avec les GNC, cette durée pourrait plus que doubler, ce qui leur offrirait une place de premier plan dans le futur bouquet énergétique : dans son scénario central, l'AIE estime qu'ils pourraient représenter 35 % des approvisionnements totaux en gaz en 2035. Compte tenu de ces nouveaux gisements, la demande en gaz devrait augmenter de près de 45 % à cet horizon pour passer à 4,5 Tm³/an.

On mesure les quantités de gaz à l'aide de nombreuses unités selon qu'on en considère le volume ou la capacité énergétique. Le tableau ci-dessous les résume :

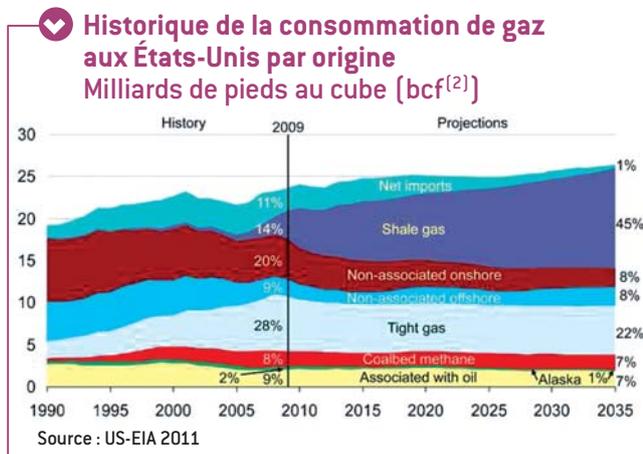
	Mbtu	MWh th	Nm3	bl	cf	tep
Mbtu (british thermal unit)	1	0,29	28	0,172	988,8	0,025
MWh thermique	3,41	1	95,5	0,59	3374	0,085
Nm3	0,036	0,01	1	0,006	35,3	0,001
baril	5,80	1,7	162,4	1	5735	0,145
Mcf (millier cubic feet)	1,01	0,30	28,32	0,17	1000	0,03
tep (tonne équivalent pétrole)	40	11,7	1120	6,90	39552	1

Source : CAS

(1) Un Téra mètre cube (Tm³) égale 1 000 milliards de mètres cubes ou Giga mètres cubes (Gm³). La consommation mondiale actuelle de gaz est proche de 3,1 Tm³ de gaz par an.

De nombreux projets voient le jour

Les gaz non conventionnels ont été historiquement produits aux États-Unis et représentent aujourd'hui plus de 50 % de la production gazière américaine. La région emblématique de l'essor de ces technologies est le site de Barnett, au nord du Texas, qui a vu près de 7 000 puits se creuser en moins de dix ans. Les forages sont pour la plupart le fait de producteurs indépendants comme Chesapeake, XTO ou Devon, les techniques utilisées requérant beaucoup de souplesse et de réactivité de la part des exploitants. Restées trop longtemps focalisées sur les gros gisements en raison d'une culture axée sur les grands projets, les *majors* cherchent à rattraper leur retard en investissant de fortes sommes dans certains actifs de ces sociétés (par exemple 41 milliards de dollars pour ExxonMobil dans XTO).



La Chine et l'Inde ont des réserves de GNC principalement constituées de gaz de houille et de *shale gas*. Elles espèrent atteindre une production comprise entre 10 et 30 Gm³/an en 2020 pour la première et de 17 Gm³/an en 2025 pour la seconde. La Chine a très récemment annoncé officiellement sa volonté d'entamer la prospection puis l'extraction des *shale gas*, via des appels d'offre auxquels pourraient répondre des sociétés américaines⁽³⁾. L'objectif est que les GNC représentent de 8 % à 12 % de tout le gaz extrait dans le pays d'ici à 2020.

En Europe, des forages prometteurs ont été réalisés en Pologne et en Suède. Le Royaume-Uni, les Pays-Bas et l'Autriche devraient également disposer de gisements importants. Le programme de recherche "Gas Shales in Europe" (GASH), regroupant des sociétés comme Statoil, ExxonMobil, GdF-SUEZ, Total, Vermilion, Repsol, Schlumberger et Bayerngas, et auquel participe IFP Énergies nouvelles, a été initié en mai 2009 afin de compiler les données géologiques existantes et les conditions

économiques d'extraction. Il vise à établir d'ici trois ans une cartographie des ressources européennes.

En France, les formations géologiques carbonifères non exploitées renferment potentiellement du gaz (gaz de houille ou CBM). Des puits ont été forés, comme Folschviller 1 et 2 en Lorraine, en 2006 et 2008 mais pour le moment sans résultats probants. Actuellement, ce sont les sous-sols de la bordure orientale du Bassin du Sud-Est (Ardèche), potentiellement riches en *shale gas*, qui suscitent l'intérêt de diverses compagnies.

Carte des permis de recherche attribués en France au 1^{er} janvier 2011*



Source : DGEC/ Bureau exploration production des hydrocarbures (MINEFI/MEDDTL)

* Voir p. 12 le détail de la carte

En avril 2010, le MEEDDM a octroyé trois permis d'exploration de gaz de schiste (pour une première période de validité de trois à cinq ans) au groupe Total et au texan Schuepbach Energy, qui couvrent une zone d'environ 10 000 km² s'étendant de Montélimar (Drôme) à Montpellier (Hérault). L'exploitation de ces ressources n'est pas prévue à court terme, car elle est soumise entre autres à une double enquête publique en vue d'obtenir d'abord une concession puis les autorisations de travaux.

L'acceptabilité de ces forages est loin d'être acquise en Europe en raison notamment de la densité de sa population et d'interrogations sur leur impact environnemental. Cela a poussé, le 2 février 2011, la ministre chargée de l'Écologie à lancer, avec son homologue à l'Énergie, une mission pour évaluer les enjeux, notamment environnementaux des gaz de schiste, mission dont les conclusions sont attendues au deuxième trimestre de 2011. Les campagnes de forages exploratoires n'auront pas lieu jusqu'à la remise du rapport final.

[2] Billion of cubic feet.

[3] "Pékin mise sur le gaz non conventionnel", *Les Échos*, 28 octobre 2010.

Face aux interrogations et à la forte inquiétude qui commence à se manifester en France vis-à-vis de l'exploitation de ces ressources d'un genre nouveau, une réflexion sur l'adéquation de la réglementation existante mérite sans doute d'être initiée. Les États-Unis se sont lancés très rapidement dans l'extraction des gaz de schiste, aidés par des conditions juridiques locales peu restrictives. Néanmoins, des États comme celui de New York ont décidé d'un moratoire sur leur exploitation tant que l'Environmental Protection Agency (EPA) n'a pas rendu ses conclusions (*voir plus loin*). Cette étude devrait bénéficier du retour d'expérience des nombreux gisements exploités aux États-Unis et sera vraisemblablement d'une grande richesse pour les décisions à venir en France.

Les contraintes environnementales, principal frein au développement des *shale gas*

Le gaz naturel jouit souvent d'une bonne image environnementale qui tient au peu de pollution locale émise lors de sa combustion et à la faiblesse des émissions de CO₂ en comparaison des autres combustibles fossiles. Néanmoins celles-ci sont loin d'être négligeables. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) retient dans ses évaluations les données suivantes : la combustion d'une tep de gaz naturel⁽⁴⁾ émet 2,3 tonnes de CO₂, contre 3,1 tonnes pour le pétrole et 3,9 tonnes pour le charbon. Une centrale à gaz de type cycle combiné gaz (CCG)⁽⁵⁾ émet environ 400 g de CO₂ par kWh produit, contre 800 g à 1 000 g selon les rendements pour une centrale à charbon⁽⁶⁾. D'ailleurs, dans son scénario bas carbone, dit "450", l'AIE doit baisser la consommation mondiale de gaz à 3,6 Tm³/an (contre 4,5 Tm³/an dans le scénario central) afin de respecter les contraintes d'émission.

Ce bilan environnemental un peu plus favorable que celui des autres énergies fossiles pourrait se dégrader si l'on tenait compte du mode d'exploitation des gaz non conventionnels (bilan du "puits à la roue" qui comprend l'ensemble des émissions pendant tout le cycle de vie, en particulier celles dues aux énergies utilisées pour la construction des puits et pour leur démantèlement, transports des matériels compris). Un tel calcul nécessitera une analyse complémentaire comme celle qui a été réalisée par le Tyndall Centre de l'université de Manchester, mais qui fait état de données actuellement insuffisantes pour lui permettre de conclure⁽⁷⁾.

Les importantes quantités d'eau nécessaires à la fracturation de la roche ainsi que l'acheminement du

matériel pourraient engendrer des nuisances (bruit, pollution locale). En effet, les installations de stockage et de traitement de cette eau restent à demeure pendant la durée des forages sur un même site (période pouvant s'étaler sur 6 à 18 mois en fonction du nombre de drains horizontaux qui seraient réalisés à partir du même emplacement de surface). Après forage, il ne reste sur le site que les têtes de puits, les installations d'exploitation (collecte, stockage, traitement du gaz) étant regroupées sur un site approprié, en général dans une zone industrielle. Ces inconvénients semblent relativement bien acceptés par le public aux États-Unis, mais il n'est pas certain qu'ils le soient en Europe, où la sensibilité aux installations industrielles est souvent plus forte, en raison notamment d'un habitat plus dense.

En France, à la différence des États-Unis, quand elles sont classées dans la catégorie des mines, les ressources en hydrocarbures du sous-sol ne peuvent être exploitées qu'en vertu d'un titre d'exploitation délivré par l'État. Le propriétaire du sol (et du sous-sol) est donc indemnisé lors de l'octroi du titre (redevance tréfoncière). Par ailleurs, les titulaires du titre d'exploitation sont tenus de verser une redevance locale (redevance communale et départementale des mines, en fonction de la production) et de payer à l'État une redevance sur la production.

L'accès à la ressource en eau, utilisée à raison d'en moyenne 15 000 m³ par puits, peut être en soi un problème. Ce chiffre est à mettre en regard de la consommation d'eau nécessaire à l'extraction du charbon qui est dix fois supérieure (à quantité d'énergie retirée identique), sans évoquer l'éthanol (agroculturant) qui, lui, nécessite une quantité d'eau encore beaucoup plus importante. En fonction du nombre de puits forés, certaines ressources locales en eau pourraient cependant être insuffisantes, même si une grande partie⁽⁸⁾ de cette eau injectée dans le sous-sol est récupérée et ensuite traitée afin d'être réutilisée pour de nouvelles opérations de fracturation.

Un autre aspect fait actuellement l'objet d'analyses aux États-Unis : la possible contamination des nappes phréatiques traversées par les forages. En effet, si le mélange injecté dans le sous-sol est composé à 98 % ou 99 % d'eau et de sable, *a priori* neutres pour l'environnement, les 1 % à 2 % restants contiennent des acides et produits gélifiants potentiellement dangereux pour l'homme et l'environnement. Afin de protéger les aquifères traversés par les forages, une cimentation des tuyaux est effectuée. Néanmoins la prévention des

[4] Tep : tonne équivalent pétrole – voir l'encart sur les unités énergétiques.

[5] Centrale de production d'électricité au gaz à haut rendement.

[6] Aux États-Unis, le passage d'une production d'électricité à base de gaz plutôt que de charbon à hauteur de 6 % a permis de réduire de plus de 100 Mt les émissions de CO₂ (environ 2 % des émissions totales du pays).

[7] <http://www.tyndall.ac.uk/shalegasreport>

[8] Le Département de l'énergie américain estime la quantité d'eau qui remonte à la surface à 3 millions de mètres cubes par an.

fuites est un enjeu important et des réflexions autour d'un renforcement de la réglementation existante sont en cours aux États-Unis⁽⁹⁾ afin de préciser les conditions de réalisation de ces ouvrages et les moyens de contrôle.

Enfin, les fluides remontant en surface (20 % à 80 % de ceux injectés) sont chargés des produits de la réaction des composants injectés avec le gaz et la roche. Même si l'on ne peut exclure une défaillance de l'architecture du puits, le risque de contamination par percolation dans la cimentation derrière tubage est extrêmement faible lorsque la réglementation est respectée. L'une des interrogations concerne le cheminement des fluides se propageant le long des fissures (naturelles ou provenant du *fracking* de la roche). Rappelons que certains États, comme celui de New York, ont décrété un moratoire sur les forages tant que les connaissances sur le sujet n'ont pas été approfondies.

Un certain scepticisme commence à poindre aux États-Unis, qui conduit à envisager un durcissement de la réglementation américaine sur les *shale gas*. Une étude de l'Environmental Protection Agency (EPA) a été commandée en mars 2010 afin de dresser le bilan des composants chimiques utilisés par les sociétés exploitantes. Mais l'obtention de ces données n'est pas facile, car la plupart relèvent du secret industriel. L'EPA a dû par exemple assigner Halliburton devant la justice pour obtenir la liste des produits chimiques utilisés dans le procédé. Les conclusions de ces travaux doivent être rendues en 2012. Une étude du même type avait déjà été réalisée pour les CBM en 2004, qui avait conclu à l'innocuité des processus d'extraction pour les eaux potables, ce qui amène de nombreux experts à être confiants dans les résultats de l'étude en cours. La législation devrait suivre et une loi fédérale dite "*Frac Act*" est actuellement en discussion, sous la forme d'un amendement au "*Safe Drinking Water Act*".

L'Europe semble avancer prudemment dans la mise en production de puits de GNC. En France, la question de l'exploitation des gaz non conventionnels a été évoquée au Parlement à de multiples reprises, le député François-Michel Gonnot ayant par exemple posé une question écrite le 14 décembre 2010 relative aux gaz de schiste. S'il met en avant les perspectives de développement de ces gaz et demande au gouvernement d'autoriser les demandes de permis de recherche d'hydrocarbures, il

enjoint les pouvoirs publics à réfléchir, dès à présent, aux conditions exigées lors d'une éventuelle mise en exploitation des puits, afin de prévenir tout conflit, nuisance, ou encore pollution, comme il en existe aux États-Unis ou au Canada.

Des associations comme CAP 21 ou "Stop aux gaz de schiste" posent aussi des questions sur les conditions d'exploitation éventuelles des gisements de gaz de schiste. Si elles pointent l'ensemble des problèmes précédemment évoqués, elles insistent également sur les émissions de gaz à effet de serre qui ne manqueraient pas d'accompagner leur développement : CO₂ mais aussi, potentiellement, méthane. La crainte de voir baisser la compétitivité des énergies renouvelables est aussi évoquée, même si l'augmentation du coût des énergies est à l'évidence également une source de préoccupation. Les opposants, fédérations professionnelles et élus soulignent enfin l'incohérence qu'il y aurait à exploiter ces gisements dans des territoires dont le développement économique est centré sur un environnement de qualité (produits du terroir, tourisme, etc.).

Cette contestation a trouvé un très large écho dans la population, les médias et auprès des élus en France. De fait, certaines images et informations en provenance d'Amérique du Nord faisant état de paysages défigurés par les derricks et les tuyaux, ou la visualisation d'une boule de feu à la sortie d'un robinet d'eau chez un particulier dans le documentaire *Gasland* nommé aux Oscars (réalisé par Josh Fox), ne sont pas de nature à rassurer la population européenne.

Le coût de production peut-il être un facteur limitant ?

La crise économique a évidemment eu des répercussions importantes sur le prix des énergies, notamment du gaz. Après avoir culminé à 13 \$/Mbtu⁽¹⁰⁾ durant l'été 2008, le prix du gaz aux États-Unis s'est effondré, et a continué à chuter bien après la stabilisation du prix du pétrole⁽¹¹⁾. À la surprise des grands opérateurs gaziers, les compagnies américaines extrayant des gaz de schiste, qui avaient profité des prix élevés du gaz sur les marchés pour développer leurs technologies, ont résisté à cette crise, prouvant qu'elles avaient atteint une rentabilité leur permettant de produire du gaz à moins de 3 \$/Mbtu⁽¹²⁾.

[9] Tous les États ne sont pas logés à la même enseigne. Les règles et le contrôle peuvent être plus ou moins contraignants d'un État à l'autre.

[10] Le Mbtu pour Million of british thermal unit est l'unité utilisée pour le prix du gaz (comme le baril pour le pétrole). Il est l'équivalent d'environ 28 m³ de gaz, et a la capacité énergétique de 0,17 baril de pétrole ou encore 0,025 tep.

[11] Restés longtemps stables et à des niveaux assez bas dans la période 1980-2000, les prix du gaz ont suivi dans leur hausse ceux du baril de pétrole, pour culminer pendant l'été 2008 et atteindre aux États-Unis (Henry Hub) 13 \$/Mbtu. Comme ceux du pétrole, ils ont ensuite commencé à décliner mais, alors que le prix de celui-ci se stabilisait au début de l'année 2009, le prix du gaz à continuer à chuter pendant quelques mois, atteignant le niveau de 2 \$/Mbtu, se décorrélant du même coup de celui du baril. Il se situe aujourd'hui autour de 4 \$/Mbtu ou 5 \$/Mbtu, mais toujours à un niveau sensiblement plus bas que celui du pétrole [à contenu énergétique équivalent, cette fourchette correspondrait à 23-29 \$/bl]. En Europe, les prix ont atteint 15 \$/Mbtu et sont redescendus à des niveaux actuels compris entre 7 \$/Mbtu et 8 \$/Mbtu.

[12] AIE, *World Energy Outlook*, 2009.

Certains experts pensent toutefois que ces coûts ne concernent que les puits les plus productifs et que la moyenne se situerait plutôt autour de 5 \$/Mbtu à 5,5 \$/Mbtu⁽¹³⁾.

Les coûts de production devraient encore diminuer, notamment en raison d'une amélioration des taux de récupération des GNC : les surcoûts d'extraction seront amortis par les plus grandes quantités retirées. Les taux de récupération sont actuellement assez faibles, de l'ordre de 10 % à 30%, loin des 60 % à 80 % des puits conventionnels. Les délais d'implantation des exploitations diminuent également rapidement.

Cependant, l'expansion de la production de *shale gas* pourrait se trouver freinée par les capacités de financement. En effet, **cette activité nécessite des investissements massifs** : le chiffre de 150 milliards de dollars a par exemple été évoqué pour les seuls gisements de Barnett. Une autre inconnue réside dans la réglementation environnementale qui peut évoluer et imposer des conditions d'extraction plus sévères, aussi bien pour la protection des nappes phréatiques que pour le traitement des fluides utilisés, et augmenter d'autant les coûts. L'incertitude réside donc dans les contraintes effectives qui seront appliquées, qui dépendent elles-mêmes du niveau d'acceptabilité sociale et environnementale des installations.

Par ailleurs, de futures réglementations en matière de pollution locale et d'impact environnemental, qui pourraient être prises au niveau communautaire et/ou national, ou la nécessité de diminuer nos émissions de gaz à effet de serre sont autant de raisons supplémentaires qui limiteraient le développement de la consommation de gaz.

➤ **UNE RÉVOLUTION GAZIÈRE QUI POURRAIT BIEN BOULEVERSER LE PAYSAGE ÉNERGÉTIQUE MONDIAL**

Un retour en force du gaz dans le bouquet électrique nord-américain

La situation aux États-Unis est emblématique de la transformation du bouquet électrique qui pourrait s'opérer à la suite de l'exploitation massive de gaz non conventionnels. Selon certaines estimations relayées par

l'IFP-Énergies nouvelles, la part du gaz dans le mix électrique américain est passée de 18 % en 2000 à 24 % en 2008⁽¹⁴⁾. Ce chiffre est vraisemblablement plus élevé en 2009 (les dernières statistiques publiées par le DoE⁽¹⁵⁾ datant de 2008).

On se souvient que les années 1990 avaient connu une amélioration remarquable de la technologie des centrales à gaz avec l'arrivée des cycles combinés au gaz. Un meilleur rendement, des coûts de centrales plutôt faibles, des prix du gaz bas et le contexte de libéralisation des marchés favorable à ce type d'investissements avaient donné lieu à un intense développement dans le monde de la production d'électricité à base de gaz (le *dash for gas*⁽¹⁶⁾). Les États-Unis en ont construit pour leur part près de 200 000 MW, soit l'équivalent en puissance de trois fois le parc nucléaire français. Avec la forte montée des prix du gaz (*voir graphique infra*), nombre de ces CCG avaient vu leur rentabilité chuter au profit du charbon, dont le coût marginal de production redevenait meilleur marché⁽¹⁷⁾. Le fonctionnement de ces centrales à gaz a donc été réduit, et parfois complètement arrêté, mais ces installations ont recommencé à produire avec la chute des prix du gaz. En 2008, le coefficient d'utilisation des centrales à gaz, tous types confondus⁽¹⁸⁾, n'était cependant encore que de 25 %, contre 73 % pour le charbon et 92 % pour le nucléaire, ce qui laisse supposer que la capacité à consommer du gaz par ces centrales est encore importante. La décennie qui commence est présentée par certains comme celle du *shale gas*⁽¹⁹⁾, image du retour en force du gaz dans la production d'électricité. Compte tenu de la forte substitution charbon/gaz, **les investissements dans les centrales à charbon pourraient diminuer**. Le Canada, et en particulier l'Ontario, pourrait suivre cette tendance en déclassant ses vieilles centrales à charbon pour les remplacer par des CCG. Ainsi, le développement des centrales à gaz au détriment du charbon pourrait signifier une réduction des émissions de gaz à effet de serre, du moins des pays ayant des parcs de production très carbonés. Cependant les centrales à charbon ne sont pas les seules à faire les frais des centrales à gaz : elles menacent aussi le nucléaire ou encore les énergies renouvelables qui voient leur compétitivité se dégrader.

[13] Holleaux D. (2010), *Bulletin de l'industrie pétrolière*, janvier.

[14] "Unconventional gas general views", *IFP Energies nouvelles*, octobre 2010.

[15] Department of Energy, le Département de l'énergie américain.

[16] Littéralement "ruée vers le gaz".

[17] Contrairement au nucléaire, et dans une moindre mesure aux centrales au charbon, les CCG sont des moyens de production d'électricité peu capitalistique, et les achats de gaz peuvent constituer plus de 70 % du coût complet des kWh électriques produits. Ces centrales sont généralement appelées à fonctionner en semi-base, pour des durées dépendant respectivement des prix du gaz et de l'électricité sur les marchés de gros, qui par ailleurs sont couplés quand ce moyen de production est marginal.

[18] Environ un tiers des centrales à gaz américaines sont de type turbine à gaz, destinées à n'être mises en route que lors des pointes de consommation.

[19] De "shale", schiste, et "gas", ouragan.

Aux États-Unis, la consommation de gaz a résisté à la crise

Dans un contexte de crise, la consommation énergétique américaine a baissé de plus de 5 % entre 2008 et 2009 (du jamais vu depuis que ces statistiques existent). Mais on peut observer que cette baisse a été très inégalement répartie suivant les types d'énergie. Si l'on exclut le nucléaire et l'hydraulique qui sont utilisés en base ou en fonction de l'hydraulicité et dont la production a été globalement stable, la consommation de pétrole ayant suivi la tendance générale, on voit que le gaz s'est substitué au charbon, à hauteur de plusieurs dizaines de millions de tep. Le tableau ci-dessous, reconstitué à partir de données du BPstat⁽²⁰⁾ de 2010, résume les quantités d'énergie consommées aux États-Unis, par sources.

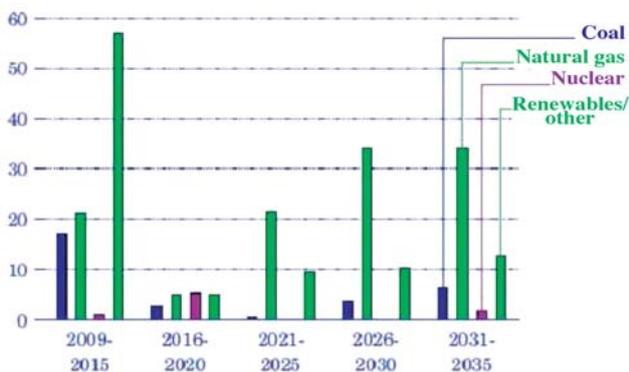
Consommation d'énergie aux États-Unis en 2008-2009 par sources (en Mtep)

	Oil	Natural Gas	Coal	TOTAL
2008	888,5	599,5	564,1	2302,4
2009	842,9	588,7	498,0	2182,0
variation	- 5,1 %	- 1,8 %	- 11,7 %	- 5,2 %

Source : tableau de l'auteur sur la base des données de l'AIE

L'Energy Information Administration anticipe qu'au cours des vingt prochaines années les investissements aux États-Unis dans le secteur électrique se feront presque uniquement dans les énergies renouvelables et les centrales au gaz (voir graphique ci-dessous). En effet, des analystes relèvent la complémentarité de moyens de production renouvelables et intermittents (comme les éoliennes) avec les CCG, souples d'utilisation et d'un investissement relativement peu élevé. Ils leur voient là un intérêt supplémentaire, afin de limiter les émissions globales de CO₂.

Prévisions de développement des capacités électriques aux États-Unis par types (GW)



Source : US-EIA

Cependant, le renchérissement relatif des énergies renouvelables par rapport à des prix de l'électricité en baisse a fait récemment prévoir à des observateurs comme l'AIE une possible diminution des investissements

dans ce secteur. Cet organisme doit d'ailleurs publier en mai 2011 un scénario attribuant au gaz un rôle beaucoup plus important dans le futur, avec des conséquences sur les émissions de CO₂ globales.

Parallèlement, on remarque que le nucléaire peine à trouver sa place dans le futur paysage énergétique américain, victime de la baisse des prix du gaz et donc de l'électricité sur les marchés de gros. EDF en a fait l'amère expérience quand la société Constellation, avec laquelle elle s'était associée pour construire un nouvel EPR sur le site de Calvert Cliff dans le Maryland, a reporté *sine die* cette construction. Plus généralement, c'est tout le scénario de renaissance du nucléaire américain, souhaité par l'administration Bush et repris à son compte par celle d'Obama, qui paraît menacé, ou tout du moins ajourné, alors que la confiance dans des approvisionnements durables en gaz à des prix bas et stables réapparaît.

Une révision possible de l'agenda énergétique européen

Comme aux États-Unis, les années 1990-2000 avaient été en Europe celles d'un développement massif du gaz dans la production d'électricité, freiné depuis environ dix ans par des prix du gaz de plus en plus élevés. Le retour de prix bas met à mal la compétitivité des autres moyens à base de charbon, de nucléaire ou d'énergies renouvelables, même en intégrant le CO₂ émis par la combustion du gaz. Les durées de vie de ces divers équipements ne sont pas identiques et la vision de long terme que doit avoir notre pays en matière d'investissements de production électrique doit être révisée en prenant ces divers éléments en compte.

Au niveau européen les conséquences sur le mix européen de 2020 prévu dans le troisième paquet climat-énergie (Directive dite "3 x 20 %" déclinée par la France en droit national dans la loi "Grenelle de l'environnement") peuvent être importantes, tant en termes d'émission de gaz à effet de serre, surtout si l'on considère l'ensemble de la chaîne (extraction et combustion), qu'en termes de développement des énergies renouvelables qu'il faudra subventionner de manière plus importante si l'on veut atteindre les objectifs fixés (20 % de la production d'énergie finale).

Le renouveau du nucléaire risquant d'être différé, en particulier aux États-Unis, la France dispose d'un peu plus de temps pour affiner sa stratégie à l'exportation et adapter ses offres technologiques à ses futurs clients.

Une modification des échanges gaziers

Il y a une dizaine d'années existaient encore des grands marchés régionaux, principalement asiatiques, nord-américains et européens, avec des prix assez différenciés

[20] BP publie chaque année des statistiques énergétiques très complètes qui font référence.

en raison de la relative étanchéité entre ces continents (le transport par gazoduc est très onéreux et non compétitif au-delà de quelques milliers de kilomètres).

À partir de 2003-2004, la montée des prix a favorisé le développement du gaz naturel liquéfié (GNL ou LNG en anglais), *via* la construction de navires de transport méthanier et de stations de compression/décompression. Le coût marginal de transport du gaz sur les routes océaniques devenant faible a permis un certain couplage des prix entre les grands marchés régionaux traditionnels d'Amérique du Nord, d'Europe ou d'Asie. Les surcoûts importants de liquéfaction du gaz au départ et de regazéification à l'arrivée se trouvaient largement amortis par la montée du prix, d'autant que s'ouvraient des capacités d'arbitrage entre régions⁽²¹⁾.

Les années 2000 ont donc vu la croissance importante des échanges de GNL, principalement en Europe, soucieuse de diversifier ses approvisionnements, en particulier à la suite des crises russo-ukrainiennes, et aux États-Unis qui devaient faire face à la déplétion de leurs champs classiques, offrant du même coup des débouchés plus importants au gaz d'origine moyen-orientale, région mal interconnectée par gazoducs. L'Asie, et en particulier le Japon, étaient déjà traditionnellement importateurs.

En 2007, l'Amérique du Nord importait 25 Gm³ de GNL, soit moitié moins que l'Europe mais six fois moins que l'Asie/Océanie. Si certains experts ne prédisent qu'une contraction de ces importations aux États-Unis, d'autres comme ceux du Cambridge Energy Research Associate (CERA)⁽²²⁾ vont plus loin en imaginant que les États-Unis vont devenir exportateurs de GNL. Cet avis n'est pas partagé par l'AIE, pour qui la nécessaire construction de terminaux de liquéfaction du gaz aura du mal à intéresser des investisseurs, dont les finances ont souffert de la baisse des prix du GNL et de la rentabilité des installations existantes. Il est peu probable que les États-Unis deviennent exportateurs de gaz, compte tenu également de la logique patrimoniale que ce pays applique généralement sur ses réserves d'hydrocarbures.

Outre le développement du gaz naturel liquéfié, l'augmentation de la production de GNC pourrait modifier l'équilibre des forces sur le marché gazier. Importateurs nets de gaz il y a peu, les États-Unis sont aujourd'hui autosuffisants et ils sont également redevenus le premier producteur de gaz, devant la Russie. De plus, l'attitude de la Chine aura des conséquences considérables pour l'Europe, surtout si ce pays, comme il le souhaite, parvient à exploiter ses réserves très prometteuses de GNC.

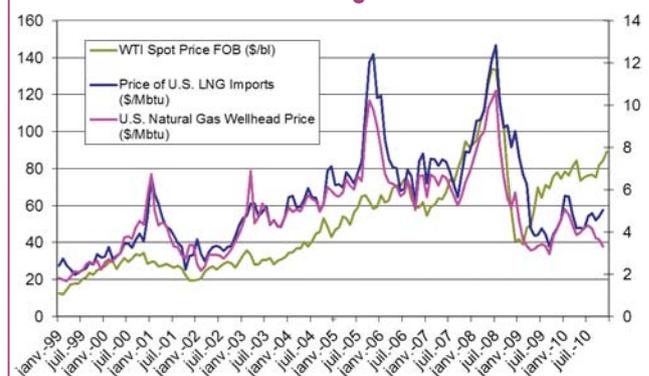
La Russie, pour qui la Chine peut devenir un importateur alternatif important, perdrait une partie de ses débouchés potentiels. Une partie du GNL en provenance du Moyen-Orient et à destination de l'Asie de l'est pourrait également être réorientée vers notre continent, qui en profiterait. Les gaz non conventionnels fragiliseraient donc la position de la Russie, notamment dans ses échanges gaziers avec l'Europe.

Conséquences possibles d'une diminution durable du prix du gaz

Des surplus de GNL, plus ou moins importants, sont en mesure d'être redirigés vers l'Europe, continuant à déprimer les prix de court terme (prix spots) et offrant de nouveaux relais de croissance pour la demande et en particulier pour les centrales à gaz de type cycle combiné (rappelons qu'en France, le réseau de transport d'électricité [RTE] prévoit le raccordement au réseau de 4 800 MW de centrales de ce type dans les années qui viennent⁽²³⁾).

Une autre conséquence importante est le creusement de l'écart entre les prix spots et ceux figurant dans les contrats de long terme, souvent indexés sur ceux du pétrole (noter le décrochage sur le graphique ci-dessous qui s'opère début 2009). Du fait d'une substituabilité dans les usages entre le gaz et le pétrole (mais aussi le charbon et l'électricité), les prix de ces deux hydrocarbures sont en effet historiquement corrélés. L'afflux de nouvelles quantités sur les marchés ainsi qu'une consommation énergétique mondiale en recul ont déprimé les prix spot après la crise de 2008, la substitution inter-énergies n'étant plus opérante et ne permettant pas de ramener les prix du gaz dans la fourchette des cours des produits pétroliers.

Prix spot du pétrole (\$/bl) et du gaz (\$/Mbtu) aux États-Unis de janvier 1999 à décembre 2010 en moyennes mensuelles



Source : graphique de l'auteur sur la base des données de janvier 2011 de l'US-EIA



[21] Aujourd'hui, vendu au prix de 4,5 \$/Mbtu sur le marché américain, le gaz qatari, considéré comme un des moins chers à extraire, est encore compétitif alors que certains puits de gaz non conventionnels doivent arrêter de produire. Certains observateurs pensent que pourrait se trouver là leur seuil de compétitivité.

[22] Fueling North America's Energy Future, 2010.

[23] Bilan prévisionnel 2009, actualisation 2010.

Combien de temps le décrochage entre les prix du gaz et ceux du pétrole va-t-il durer ? Les experts sont partagés. L'IFP-Énergies nouvelles pense que l'horizon d'un recouplage des deux prix n'est pas prévisible, tant les nouvelles ressources en gaz non conventionnels semblent importantes, alors que la crise a freiné la croissance de la demande, au moins dans les pays développés (les Anglo-Saxons parlent de *gas glut*^[24]). D'autres estiment que, au moins en Europe, pour que cette décorrélation continue, il faut la combinaison d'une demande durablement déprimée et d'un affaiblissement du pouvoir de marché de grands fournisseurs, ce qui paraît peu possible. Rappelons que l'Agence internationale de l'énergie prévoit, dans son *World Energy Outlook* publié en 2010, une augmentation de 45 % de la demande planétaire de gaz naturel entre 2008 et 2035.

D'autres facteurs plaident pour un recouplage des prix : une plus importante substituabilité des usages d'un combustible à l'autre que prévu, le fait que les producteurs de gaz sont en général également producteurs de pétrole et gèrent leurs deux ressources conjointement, etc.

Par ailleurs, l'afflux de GNC aux États-Unis a de nouveau rendu ce pays autosuffisant en gaz, recréant en même temps une certaine nouvelle régionalisation des marchés avec des prix spots en Europe (NBP, le hub anglais) actuellement environ deux fois plus élevés qu'au Henry Hub (Texas), soit 8 \$/Mbtu contre 4 \$/Mbtu, mais restant inférieurs à la fourchette historique de ceux du pétrole.

La grande majorité des échanges étant réalisée sur la base de contrats de long terme, les coûts d'approvisionnement des grands acheteurs comme GdF-SUEZ, qui traite avec des fournisseurs historiques tels que le norvégien Statoil, le russe Gazprom ou l'algérien Sonatrach, restent fondés sur les prix des produits pétroliers et le taux de change euro/dollar. Ces contrats de long terme permettent aux producteurs de maintenir une politique d'exploration/production pérenne et assurent une certaine stabilité aux coûts d'approvisionnement. La pression s'intensifie toutefois pour que les prix de ces contrats incorporent une part plus grande des prix spots du gaz et Gazprom a déjà introduit 15 % à 20% de prix spots dans ses contrats.

Pour pouvoir développer des gisements de gaz qui seront utilisés dans plus de dix ans, les producteurs doivent investir dès maintenant, et souvent des sommes très importantes. Ils ne le feront que s'ils sont sûrs d'avoir des débouchés pour leur production. Gazprom a récemment demandé aux Européens de limiter la part de prix spot dans les contrats, car en optant pour des prix bas à court

terme, ils risquent de déstabiliser leur sécurité d'approvisionnement à long terme, en ne donnant pas les moyens à la Russie d'investir suffisamment dans de nouveaux forages. Certaines sources^[25] sont même allées jusqu'à indiquer que Gazprom soutiendrait les mouvements écologistes d'opposition à l'exploitation des *shale gas*. Il est vrai qu'une diminution de la rente gazière de ce pays aurait des conséquences politiques internes importantes.

Les conditions du dialogue et des partenariats de long terme de l'Europe avec ses principaux fournisseurs (Russie et Afrique du Nord), notamment dans le cadre de partenariats de long terme, doivent donc évoluer compte tenu de l'accroissement des ressources gazières. Des évaluations en termes de ressources physiques doivent être menées afin d'appréhender comment les flux de gaz pourront se réorienter dans le futur. La politique d'extraction de la Chine sera à observer avec attention car elle modifiera, dans une certaine mesure, les flux de gaz en provenance de Russie et du Moyen-Orient. Selon les efforts d'économie d'énergie réalisés, la compétitivité comparée des énergies entre elles, le niveau de réalisation des objectifs de développement des énergies renouvelables, etc., les prévisions de consommation gazière de l'Union européenne varient, à l'horizon 2020, quasiment du simple au double.

Ces mécanismes de fixation de prix ont des conséquences directes pour les consommateurs domestiques qui peuvent être déroutés par les variations des prix de détail allant à l'opposé de celles des prix de gros de court terme. En France, la formule de fixation des prix intègre les coûts d'approvisionnement de GdF-SUEZ, et même si un arrêté de novembre 2010 l'a modifiée afin d'intégrer les prix de gros du gaz naturel (cotés aux Pays-Bas) à hauteur d'environ 10 %, l'application de cette nouvelle formule explique l'annonce d'une hausse des tarifs du gaz aux particuliers en avril. En effet, dans la période qui s'est écoulée, le prix du baril de pétrole a fortement augmenté, tandis que l'euro se dépréciait par rapport au dollar, paramètres qui restent prédominants dans le calcul du tarif.



[24] Littéralement "surabondance de gaz".

[25] "Les conséquences géopolitiques d'un essor potentiel des gaz de schiste", *Le Monde*, 31 mars 2010.

CONCLUSION

Les enjeux liés à la nouvelle ressource énergétique que sont les GNC sont importants, pour toutes les régions du globe. Aux États-Unis, le retour en force du gaz, principalement pour la production d'électricité, se fait au détriment du charbon – ce qui constitue un gain environnemental en matière de lutte contre les changements climatiques – mais également du nucléaire dont la renaissance annoncée dans ce pays se voit ainsi différée, remettant par exemple en cause des projets comme ceux d'EDF outre-Atlantique.

Les flux de gaz naturel liquéfié, initialement destinés aux États-Unis, sont redirigés vers l'Europe ou l'Asie, maintenant des prix spots qui vont rester vraisemblablement bas de manière durable. Les conséquences ne sont pas encore visibles, mais engendreront, comme aux États-Unis, une redistribution des cartes du jeu énergétique en diminuant la valeur des actifs nucléaires ou charbonniers et en rendant les énergies renouvelables moins économiquement compétitives. Les conséquences sur les émissions de gaz à effet de serre restent à évaluer : le gaz émet moins de CO₂ que les autres combustibles fossiles lors de sa combustion mais, au total, plus d'hydrocarbures se retrouveront sous forme de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

Des ressources en GNC existent sur notre continent, dont le potentiel et les conditions économiques et environnementales d'extraction sont encore mal connus. La Chine a annoncé clairement sa volonté d'exploiter les ressources existant dans son sous-sol. Les grands pays producteurs, en particulier la Russie, pourraient voir leur position se fragiliser à long terme ; à plus court terme, l'excès de gaz présent sur les marchés amène à redessiner de nouveaux équilibres contractuels.

Mais des facteurs existent qui peuvent hypothéquer le développement des gaz non conventionnels : les grandes quantités d'eau nécessaires à l'extraction de ce gaz, certains

produits chimiques injectés dans le sol pouvant potentiellement contaminer les nappes phréatiques et la proximité des puits de forage par rapport aux zones d'habitation, qui rend leur acceptabilité difficile, particulièrement en Europe. L'enjeu majeur pour certains est lié aux nuisances induites par des chantiers un peu plus lourds que dans le cadre d'une exploitation plus classique – sites de forage sur une superficie plus grande (2 à 2,5 hectares au lieu de 1 hectare) et sur une durée plus longue (6 à 18 mois contre 1 à 3 mois).

Par ailleurs, l'extraction et la combustion du gaz (qu'il soit conventionnel ou non) engendrent des émissions de gaz à effet de serre qui sont loin d'être négligeables et qui doivent être intégrées aux objectifs fixés par les plans de lutte contre le changement climatique.

En France, toutes les analyses et prévisions sont donc suspendues aux conclusions des études en cours et au degré d'acceptabilité des GNC par le public, et seraient bien sûr remises en cause s'il n'était pas possible d'apporter la preuve de l'innocuité vis-à-vis de l'environnement, en particulier des nappes phréatiques, de l'exploitation des GNC.

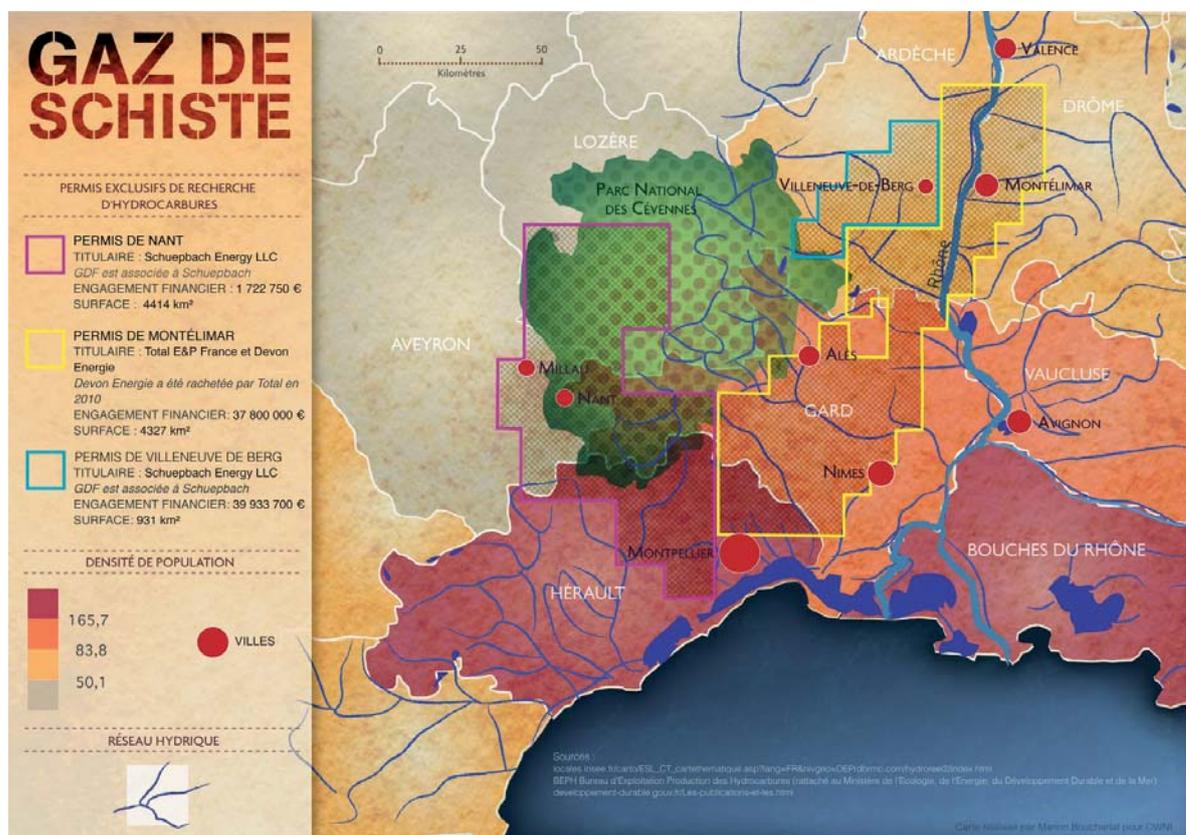
Au plan mondial, si de telles études se révèlent concluantes, et si l'ampleur des ressources exploitables est à la hauteur des prévisions les plus optimistes, il faut s'attendre à ce que le gaz, énergie souple et bien adaptée aux différents usages, redessine en profondeur et pour quelque temps les paysages énergétiques.



Etienne Beeker,
département Développement durable

ZOOM SUR

Carte des permis de recherche attribués en France au 1^{er} janvier 2011



Source : DGEC/ Bureau exploration production des hydrocarbures (MINEFI/MEDDTL)

Centre d'analyse stratégique

AUTRES DOCUMENTS À CONSULTER

sur www.strategie.gouv.fr, rubrique publications

La Note d'analyse n° 215 - mars 2011 est une publication du Centre d'analyse stratégique

Directeur de la publication : Vincent Chriqui, directeur général

Directeur de la rédaction : Pierre-François Mourier, directeur général adjoint

Secrétaire de rédaction : Delphine Gorges

Service éditorial : Olivier de Broca

Impression : Centre d'analyse stratégique

Dépôt légal : mars 2011

N° ISSN : 1760-5733

Contact presse : Jean-Michel Roullé, responsable de la Communication
01 42 75 61 37 / 06 46 55 38 38
jean-michel.roulle@strategie.gouv.fr

Le Centre d'analyse stratégique est une institution d'expertise et d'aide à la décision placée auprès du Premier ministre. Il a pour mission d'éclairer le gouvernement dans la définition et la mise en œuvre de ses orientations stratégiques en matière économique, sociale, environnementale et technologique. Il préfigure, à la demande du Premier ministre, les principales réformes gouvernementales. Il mène par ailleurs, de sa propre initiative, des études et analyses dans le cadre d'un programme de travail annuel. Il s'appuie sur un comité d'orientation qui comprend onze membres, dont deux députés et deux sénateurs et un membre du Conseil économique, social et environnemental. Il travaille en réseau avec les principaux conseils d'expertise et de concertation placés auprès du Premier ministre : le Conseil d'analyse économique, le Conseil d'analyse de la société, le Conseil d'orientation pour l'emploi, le Conseil d'orientation des retraites, le Haut Conseil à l'intégration.

www.strategie.gouv.fr