

## Pour une politique gazière européenne

### Synthèse

Les enjeux d'une politique gazière européenne sont avant tout la sécurité de l'approvisionnement en gaz, l'approvisionnement à moindre coût et le développement de ressources gazières indigènes. Parce que le gaz est une énergie qui émet moins de dioxyde de carbone que les autres énergies fossiles, et parce qu'il pourra être progressivement remplacé par du gaz non fossile renouvelable, il a aussi toute sa place au sein du mix énergétique européen dans la perspective de la lutte contre le changement climatique. Cette place n'est pas acquise aujourd'hui. Elle exige des investissements importants, mais avant tout, une vraie politique gazière.

Dans les vingt prochaines années le gaz gardera un rôle important en Europe. La transition énergétique passera par l'efficacité énergétique et le développement de gaz d'origine renouvelable. Mais à court et moyen terme l'Europe doit trouver d'urgence les moyens pour sécuriser son approvisionnement en gaz fossile.

L'analyse des ressources disponibles montre que l'Europe ne devrait que très peu bénéficier des gaz de schistes, qu'ils soient produits sur son sol ou aux Etats-Unis. Ainsi les importations de gaz de schiste américain apparaissent peu probables dans la mesure où les terminaux d'exportation ne sont pas encore construits et que le gaz américain est en voie de retrouver des prix élevés dans les années qui viennent. Les prix bas de ces dernières années s'expliquent par une bulle conjoncturelle qui a des impacts positifs locaux, en particulier parce qu'elle a facilité une renaissance de l'industrie pétrochimique américaine. Cependant le coût complet de sa production établit que le gaz américain ne sera pas nettement moins cher sur le marché européen que d'autres importations. Par ailleurs, le miracle du gaz de schiste américain, s'il existe, n'apparaît pas reproductible en Europe. Compte-tenu des réglementations environnementales européennes, l'exploitation de ces ressources sur le Vieux continent devrait s'appuyer sur une fracturation « propre » qui nécessiterait de nouvelles ruptures technologiques. Les industriels ont lancé la recherche dans ce domaine en Grande-Bretagne. Pour sortir des fantasmes sur les ressources en France, il est souhaitable de lever l'interdiction d'exploration tout en imposant un cahier des charges environnemental strict, issu d'un processus de concertation ouvert et transparent. Aucune aide publique, ni subvention ni tarif d'achat garanti, ne devrait cependant être octroyé à une éventuelle exploitation, afin que l'industriel qui souhaiterait la conduire supporte seul la totalité du risque économique.

Il est donc nécessaire pour l'Europe de construire une véritable politique gazière. L'incapacité de proposer des solutions d'approvisionnement rapides pour l'Est de l'Europe lors de la crise ukrainienne trouve son origine dans une absence de vision sur les moyens d'assurer la sécurité énergétique de l'Europe. En privilégiant l'éclatement des opérateurs gaziers, l'interdiction des contrats de long terme et le recours aux signaux du marché pour réaliser les investissements, la Commission Européenne a considérablement affaibli l'Europe face à ses fournisseurs, Gazprom en premier lieu. Le développement de relations bilatérales entre gouvernements nationaux et Gazprom interdit par exemple la mise en place de sanctions crédibles contre un fournisseur.

Cette politique européenne devra s'appuyer sur 4 axes :

- Créer un acheteur unique de gaz pour l'Union Européenne pour renforcer le pouvoir de négociation des Européens vis-à-vis des différents partenaires commerciaux
- Créer un opérateur européen chargé de développer et de gérer les infrastructures de transport et de stockage de manière à assurer une capacité de transport de quantités suffisantes de gaz entre les entrées de GNL par l'Ouest et l'Est de l'Europe pour éviter les dépendances excessives vis-à-vis d'un seul fournisseur

- Mettre en place rapidement un mécanisme de stocks de sécurité sur le modèle des stocks stratégiques de pétrole pour faire face aux situations de crise d'approvisionnement.
- Renforcer le soutien à l'efficacité énergétique du gaz et à la fourniture de gaz renouvelable, en mettant en place des mesures d'urgence à destination des pays d'Europe de l'Est et de l'Ukraine

\* \* \*

## 1. Quelle place pour le gaz dans le mix énergétique européen ?

La place du gaz dans le mix énergétique européen diffère selon les horizons de temps retenus. Nous appellerons court terme la période de un à deux ans qui est devant nous, moyen terme les 3 à 10 prochaines années, et long terme la période qui s'étend au-delà des dix prochaines années. En se fixant un horizon de 10 ans, on fait le choix d'une politique extrêmement volontariste dans la mesure où les voitures et autres moyens de transport (transport publics de passagers, transport de marchandises), les logements et autres bâtiments (bureaux, ...) et les équipements industriels (et des services) ont de durée de vie largement supérieure à 10 ans. Les évolutions dans les quantités ou les types d'énergie exigent du temps, des compétences techniques et de lourds investissements.

C'est l'éclairage des choix de long terme qui nous conduira à définir plus précisément les politiques de moyen terme. En particulier, la capacité de réduire la dépendance de l'ensemble de nos sociétés à l'égard des énergies fossiles en général, et du pétrole en particulier.

### Les transports

Deux éléments sont à prendre en compte pour imaginer l'avenir à long terme du pétrole dans l'économie mondiale :

- Le quasi-monopole du pétrole dans le transport explique aujourd'hui son importance stratégique. L'absence d'une alternative disponible fait que son prix peut monter très haut. La seule limite supérieure au prix du pétrole aujourd'hui est le seuil au-delà duquel les gens choisissent de ne plus déplacer personnes et marchandises.
- Le pétrole restant à découvrir et à produire n'est pas nécessairement limité en quantité, mais le coût des nouvelles productions deviendra de plus en plus élevé. Déjà aujourd'hui, les réservoirs plus profonds ou plus compacts augmentent considérablement le coût de production par baril. Pour le dire autrement, on pourra toujours disposer de quantités de pétrole à condition de payer un prix de plus en plus élevé.

Face à un prix du baril supérieur à 100\$ depuis 6 ans, des alternatives dans les transports ont commencé à se développer : biocarburants, véhicules électriques, véhicules à hydrogène mais aussi véhicules au gaz. Le développement de ces alternatives à l'avenir dépendra de la capacité de combiner la performance des motorisations et l'expansion des réseaux de distribution. En Europe, l'absence de ressources indigènes ne permet pas d'envisager un développement important de la motorisation au gaz naturel comprimé (GNC). Dans le futur cependant, selon les équilibres locaux entre l'offre de gaz renouvelables et la demande, des flottes captives<sup>1</sup> fonctionnant au gaz naturel comprimé pourront être envisagées. Les expériences en cours montrent que la place du GNC devrait ressembler à celle visée par le GPL<sup>2</sup> dans les années 1980: flottes captives, réseaux locaux et réseau

<sup>1</sup>Rentrant régulièrement à leur dépôt où elles trouvent leur point d'alimentation (autobus, taxis, véhicules urbains de collecte de déchets, d'entretien et de livraison). Ces véhicules sont le plus souvent uniquement utilisables pour leur usage spécifique.

<sup>2</sup>Butane et propane

de distribution sur les grands axes routiers<sup>3</sup>. En Europe comme au Japon et dans les pays d'Asie sans ressources gazières, les réseaux de distribution de gaz comprimé pour les véhicules devraient rester limités à quelques niches et à certains territoires faisant le pari de cette motorisation<sup>4</sup>. En revanche, des pays disposant d'importantes réserves de gaz fossile pourront y trouver une alternative intéressante au pétrole. Des marchés régionaux sont imaginables en Iran, dans certaines républiques de l'ancienne URSS, aux États-Unis ou en Amérique latine. Les constructeurs automobiles européens seront alors encouragés à développer une motorisation au gaz naturel comprimé dont l'essentiel restera à destination des marchés étrangers.

## **Le bâtiment et l'industrie**

Dans l'habitat, le long terme énergétique devrait voir les consommations se réduire drastiquement. Les besoins pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire grâce à des chaudières à haute performance diminueront à mesure que le patrimoine de logements évoluera vers un habitat à énergie positive ou nulle. Les besoins thermiques résiduels dans les logements seront alors couverts essentiellement par la biomasse, l'énergie solaire et les pompes à chaleur électriques<sup>5</sup>. Cependant cette transformation du parc étant très progressive, le gaz sera encore dans les vingt prochaines années une énergie importante dans l'habitat, notamment avec des chaudières à haute performance.

Dans l'industrie et les services, les choix énergétiques sont effectués en fonction du prix des énergies disponibles. Dans le cadre des politiques de changement climatique, ce prix devrait intégrer un prix du CO<sub>2</sub> couvrant les émissions émises lors de la combustion ce qui renchérira l'ensemble des énergies fossiles, mais le gaz naturel à un niveau moindre que les autres. Le gaz devrait du même coup chasser naturellement le charbon et la lignite de la production électrique comme complément des énergies renouvelables intermittentes. A terme, dans la perspective d'une électricité totalement décarbonée, sa place dépendra essentiellement de la capacité à développer un mécanisme efficace de capture et stockage du carbone<sup>6</sup>.

Ces quelques éléments prospectifs suggèrent que **le gaz conservera un rôle essentiel dans le mix énergétique européen.**

Par ailleurs, si à court et moyen terme, ce gaz restera essentiellement d'origine fossile, il pourra être remplacé progressivement par du gaz d'origine renouvelable. Cette production pourra provenir de la méthanisation de déchets organiques valorisables, et d'éventuelles cultures dédiées, notamment pour la gazéification, mais aussi dans un horizon plus lointain de l'hydrogène produit par de l'électricité renouvelable et mélangé au gaz naturel ou transformé directement en méthane<sup>7</sup>. Il est encore difficile d'estimer si le gisement de gaz d'origine renouvelable pourra couvrir une part substantielle des besoins de gaz et à quelle échéance. Si le coût de la méthanisation a beaucoup baissé, il a encore du chemin à faire alors que celui de la gazéification ou de la méthanation reste encore très élevé et les potentiels incertains. Des recherches doivent encore être menées pour voir quelles technologies peuvent être utilisées efficacement. Leur diffusion dépendra aussi du prix du gaz et du montant de la pénalité CO<sub>2</sub> attachée au gaz d'origine fossile.

---

<sup>3</sup> Aux Etats-Unis s'y ajoutent aujourd'hui les camions les plus puissants avec des stations-service le long des grands axes inter-Etats.

<sup>4</sup> La Suisse soutient ainsi le développement de motorisation à gaz naturel et biogaz à travers un réseau de 130 stations qui favorise une progression des ventes de véhicules au GNC (4% des ventes en 2013)

<sup>5</sup> Il peut y avoir quelques exceptions, notamment la cuisson et les pompes à chaleur au gaz renouvelable (pour la climatisation et les besoins de chauffage résiduels)

<sup>6</sup> Ce qui est encore loin d'être réalisé

<sup>7</sup> CCE procédé dit de *méthanation* pourrait se développer d'ici 10 à 20 ans en Allemagne pour faire face à la part croissante d'énergies intermittentes dans le mix électrique. En France, les besoins de stockage restent trop limités avant 2030 pour qu'une telle technologie prenne une place significative

## Leçons gazières de l'expérience allemande

Il faut rappeler que l'Allemagne a choisi l'abandon rapide de l'énergie nucléaire et une politique volontariste de subventions au développement des énergies solaires et éoliennes par une priorité d'accès aux réseaux pour ces énergies renouvelables et un tarif d'achat garanti. Le recours à un système d'enchères (ou à l'ordre de mérite) pour décider des centrales alimentant le réseau ne se fait donc qu'après que toute l'électricité renouvelable a été injectée.

Avant l'expérience allemande, la centrale à gaz à cycle combiné<sup>8</sup> apparaissait *a priori* comme l'instrument le plus efficace pour assurer la liaison entre des énergies renouvelables mais intermittentes, comme le solaire et l'éolien, et les centrales pour la demande de base, où l'investissement est plus lourd mais le combustible moins coûteux (hydraulique, nucléaire ou charbon). En effet, le besoin d'investissement pour construire de telles centrales reste limité. Elles ont une assez bonne souplesse d'exploitation, en particulier par rapport aux centrales pour la base. Le coût d'exploitation est certes un peu plus élevé, du moins tant que le prix du gaz reste indexé sur celui du pétrole, mais le gaz est facilement stockable et permet donc d'assurer dans de bonnes conditions la modulation de la demande, aussi bien à l'intérieur d'une journée ou d'une semaine que sur une base annuelle.

Une leçon inattendue de l'expérience allemande est qu'à court terme, les centrales à gaz n'ont pas trouvé leur place dans la génération électrique. La demande allemande a pu être satisfaite par la combinaison solaire plus éolien pour la consommation hors base et par des centrales optimisées pour la demande de base. Dans le cas de l'Allemagne, ce sont les mines locales de lignite (et l'importation de charbon américain, pour un temps exporté à prix réduit tant qu'il était chassé de la génération électrique aux Etats-Unis par un gaz de schiste à bas prix), qui ont été mises à contribution, avec un impact négatif maximal sur l'environnement.

Les *utilities* allemandes ont passé des dépréciations d'actifs très importantes. Des centrales à gaz à cycle combiné et des stockages ont été mises sous cocon<sup>9</sup>.

Sous réserve d'une analyse plus approfondie, prenant en particulier en compte les capacités et les flux d'importation et d'exportation d'électricité de l'Allemagne, on peut aujourd'hui conclure que la place du gaz dans le mix énergétique européen n'augmentera pas spontanément face aux forces du marché mais exigera une prise en compte du coût du carbone. Même si cela peut apparaître comme une démarche protectionniste pour la France, compte-tenu de son parc électronucléaire, **il est important de faire valider au niveau européen, et en particulier par l'Allemagne, l'objectif d'un prix suffisamment élevé du carbone<sup>10</sup>.**

## 2. Gaz de schiste en Europe

### Potentiel pour le gaz de schiste en Europe

---

<sup>8</sup> Développée dans les années 1970, la centrale à gaz à cycle combiné est aujourd'hui la solution la plus efficace pour produire de l'électricité à partir de gaz. En ajoutant à une turbine classique une récupération des vapeurs pour alimenter une deuxième turbine, elle améliore le rendement et produit plus d'électricité par m<sup>3</sup> de gaz brûlé.

<sup>9</sup> La mise sous cocon d'un investissement est une opération lourde qui consiste à l'arrêter de telle sorte que les frais de maintenance soient minimaux, mais qu'il puisse être remis en service si nécessaire. Le coût de leur remise en service reste élevé, mais il peut être moindre que le coût d'une construction neuve. Surtout, la remise en service est nettement plus rapide (procédure d'autorisation, délais de construction et de raccordement). On peut mettre sous cocon des terminaux de regazéification, des raffineries, des centrales électriques, ...

<sup>10</sup> Sur ce sujet essentiel, voir la note Terra Nova sur la relance du marché du carbone. Le prix actuel de 5 euros par tonne de CO<sub>2</sub> émise est beaucoup trop faible.

Des chiffres spectaculaires sur les réserves disponibles de gaz de schiste en Europe circulent. Ils laissent croire que l'approvisionnement en gaz de la planète pourrait être assuré à la seule condition que les Européens acceptent, comme les Américains l'ont fait, de fracturer les roches-mère situées dans leurs sous-sols. Des chiffres attractifs de création d'emplois sont diffusés. Malheureusement, avec le recul dont nous commençons à disposer, ces rêves d'indépendance énergétiques se heurtent à une réalité assez différente. En Pologne, des forages ont effectivement été réalisés pour produire ces gaz de schiste afin d'apporter au pays l'indépendance énergétique face à Gazprom. Aucune production significative n'a suivi, et plusieurs acteurs se sont déjà retirés de l'aventure. Le rêve géopolitique ne semble pas résister à la géologie.

Il y a de nombreuses raisons pour lesquelles le "miracle" américain des gaz de schiste ne peut être reproduit en Europe. Nous disposons aujourd'hui de suffisamment de recul sur l'expérience américaine pour pouvoir en tirer quelques conclusions. La première, et probablement la plus importante, est d'ordre économique (et géologique). Aux États-Unis, le volume de gaz extrait de chaque puits chute considérablement au bout de deux ans. Les compagnies purement pétrolières lèvent sans trop de difficulté des fonds propres sur le marché financier américain, toujours friand de pétrole et conquis par la belle histoire qu'on leur raconte. Mais la production de gaz de schiste n'assure pas seule une rentabilité suffisante et pérenne. La compétitivité à court terme du gaz de schiste est en réalité financée par une destruction de capitaux propres.

D'autres différences significatives rendent improbable le développement du gaz de schiste en Europe sur le modèle des États-Unis :

- Dans la plupart des pays, les couches géologiques réservoir sont plus profondes, plus difficiles à bien reconnaître et plus coûteuses à développer.
- Sur le Vieux continent, la propriété du gaz du sous-sol n'est pas dans les mains des (nombreux) propriétaires du sol, mais dans celles des États. L'attribution des droits miniers<sup>11</sup> est accordée par les États au terme d'une démarche administrative encadrée, et avec des obligations légales et réglementaires plus ou moins précises.
- Il y a aujourd'hui aux États-Unis près de 1800 appareils de forage travaillant en continu pour forer à terre<sup>12</sup> les puits de production<sup>13</sup>; il y en a moins d'une centaine dans l'ensemble de l'Europe. Si on voulait reproduire ce qui se fait aux États-Unis, il faudrait que quelqu'un construise des appareils de forage en grand nombre. Ceux des États-Unis ne traverseront pas l'Atlantique car ils resteront utilisés sur place. Ceci exige des usines adaptées, de l'acier, des heures de travail, des compétences et surtout du temps et des investissements lourds. Il faudrait également développer en parallèle des compétences d'opérateurs de forage et des autres métiers nécessaires.
- Les pays membres de l'Union Européenne ont une densité de population plus élevée que la plupart des États des États-Unis. L'attention portée aux paysages et la proximité des habitations rend peu plausible le forage de très nombreux puits.
- Les pays de l'Union Européenne ont généralement une réglementation des activités industrielles et des atteintes à l'environnement plus rigoureuse.

## **Les risques environnementaux liés aux gaz de schistes**

---

<sup>11</sup> C'est-à-dire des droits d'explorer moyennant le paiement de redevances et d'impôts

<sup>12</sup> La méthode actuelle de production du gaz de schiste n'est pas applicable en offshore.

<sup>13</sup> Pour forer un puits, il faut aussi un donneur d'ordre, une compagnie pétrolière appelée opérateur dans le jargon pétrolier. Il y en a quelques centaines en Grande-Bretagne et en Norvège, quelques unités en France et en Pologne. Au Texas, quelques 11 541 compagnies pétrolières sont enregistrées comme opérateur dans l'État. On comprend mieux comment on peut obtenir que 1800 décisions de forer puissent être exécutées simultanément.

Le film Gasland<sup>14</sup> a été le déclencheur d'une opposition à la fracturation hydraulique en montrant les dégâts inacceptables qui peuvent être entraînés par une exploitation non régulée des gaz de schiste. Même si le film a pu ensuite être critiqué pour son traitement caricatural du problème, il a montré les risques associés à la mauvaise protection des nappes phréatiques, au rejet des eaux de forage sans traitement, aux adjuvants utilisés dans la fracturation hydraulique et plus généralement à un travail irrespectueux de l'environnement.

Depuis, des analyses plus rigoureuses ont mieux mis en évidence l'importance de ces facteurs. Une augmentation importante des tremblements de terre, le plus souvent de faible intensité, est constatée à la proximité de certaines zones de fracturation. Le lien entre ces séismes et la fracturation hydraulique ou la production du gaz est actuellement étudié par plusieurs organismes de recherche pour comprendre les mécanismes et, si possible, en tirer des recommandations opératoires (par exemple, identifier des zones plus fragiles où la fracturation hydraulique ne devrait pas être utilisée).

Des épisodes de sécheresse aux Etats-Unis ont montré l'existence de conflits sévères entre usages agricoles et industriels des grandes quantités d'eau nécessaires à la fracturation hydraulique. Il reste que la réglementation des activités pétrolières et gazières aux États-Unis est quasiment inexistante et là où elle existe, elle n'est pas respectée. Un rapport récent du General Accountability Office<sup>15</sup> vient encore de le confirmer<sup>16</sup>.

Les dégradations de l'environnement présentées par Gasland ne sont pas une fatalité. Aux Etats-Unis, elles sont beaucoup plus liées à une absence de réglementation et de contrôle qu'à une fatalité systémique. Par exemple, les problèmes liés à la pollution des nappes phréatiques par du méthane peuvent disparaître si la cimentation des éléments du puits est faite correctement et si les nappes phréatiques sont systématiquement protégées. La réglementation doit également porter sur les adjuvants aux liquides de fracturation, la récupération et le traitement de l'eau utilisée (ou produite) dans le forage.

A cet égard, la position prise par la France d'interdire le principe même de la fracturation hydraulique est mauvaise. L'utilisation d'un argument d'autorité laisse subsister le mythe d'une possibilité d'une ressource en gaz français abondante et bon marché. Elle polarise les positions et fausse le débat énergétique.

L'industrie assure qu'elle est capable de forer, de fracturer et de produire dans des conditions les plus respectueuses de l'environnement. Les compagnies les plus sérieuses ont déjà montré qu'elles pouvaient respecter des normes très strictes<sup>17</sup>. La Grande-Bretagne a déjà fait le choix d'autoriser l'exploration et la production de ses gaz de schiste; l'Allemagne laisse aujourd'hui entendre qu'elle pourrait suivre cet exemple. Ceci pourra permettre de vérifier, sur des exemples concrets, la possibilité de forage et de fracturation hydraulique propres.

#### **Propositions:**

- **Ecrire rapidement le cahier des charges de l'exploitation des gaz de schiste dans le respect des contraintes environnementales. Il s'agit de couvrir toutes les phases, depuis l'acquisition sismique si nécessaire jusqu'à la production si possible, en passant par l'architecture du puits, le forage, la fracturation hydraulique, la cimentation, le traitement des eaux, etc. La transparence sur les produits utilisés sera un minimum, et le cahier des charges pourra aller jusqu'à l'interdiction de recourir à des produits identifiés. Le cahier des**

---

<sup>14</sup> Gasland est un documentaire tourné en 2010. Il attire l'attention sur les dégâts causés par une exploitation sans contraintes des gaz de schiste: pollution des sols, de l'eau et de l'air, risques sur la santé. La scène la plus connue montre l'eau du robinet qui s'enflamme au contact d'un briquet car elle contient du gaz.

<sup>15</sup> Rattaché au Congrès des Etats-Unis, il joue le même rôle que la cour de comptes en France.

<sup>16</sup> Voir par exemple <http://thehill.com/business-a-lobbying/205841-feds-failed-to-inspect-high-priority-oil-and-gas-wells-gao-says>

<sup>17</sup> Par exemple, Zuidwal dans le Waddenzee aux Pays-Bas

**charges sera établi sous la responsabilité de l'Etat français, avec le concours de l'industrie pétrolière.**

- **Abroger la loi d'interdiction dès que le cahier des charges sera disponible et traduit sous forme réglementaire.**
- **Identifier les services de l'Etat chargés de faire respecter le cahier des charges et assurer leur formation si nécessaire.**

La question de la fiscalité applicable à ces productions éventuelles doit être résolue. La Grande-Bretagne dispose d'une fiscalité pétrolière et gazière spécifique pour ses productions conventionnelles. Elle a fait le choix de réduire la fiscalité pour son gaz de schiste. La France doit clarifier les règles fiscales qui s'appliqueraient à une production éventuelle de gaz de schiste (existence d'une redevance, niveau de cette redevance, impôt pétrolier, règles d'amortissement des investissements, etc.).

La concurrence possible sur les ressources en eau, entre la fracturation hydraulique et l'agriculture est un problème potentiel. Si la possibilité de développer des gaz de schiste en Europe devait être confirmée, une analyse rigoureuse de la ressource en eau devrait être faite. Les dégradations éventuelles du réseau routier devront être prises en charge par les exploitants.

Le principal problème du gaz de schiste aux États-Unis est qu'il exige un prix de vente plus élevé que le prix actuel pour être rentable. Si cette rentabilité est satisfaite, le gaz produit aux Etats-Unis perd son avantage de prix: du gaz liquéfié en-dehors des Etats-Unis peut y être importé de manière compétitive<sup>18</sup> tandis que le gaz étatsunien liquéfié arrive en Europe à des prix identiques à ceux des autres fournisseurs existants ou en devenir<sup>19</sup>. Cette absence de rentabilité a été masquée pendant les premières années d'activité des compagnies gazières américaines. Il est maintenant clair que les puits n'ont pas produit suffisamment de valeur pour couvrir l'investissement.

Analyse:

- **L'Europe ne peut pas compter sur la production du gaz de schiste indigène pour équilibrer son mix énergétique futur.** En effet, cette source d'énergie n'est pas prouvée. Les ressources gigantesques annoncées ne reposent sur aucune étude sérieuse du sous-sol. Les nombreuses tentatives en Pologne ont établi que ces ressources, si elles existent, ne sont pas productibles. La Commission Européenne estime que, si elle était possible, la production de gaz de schiste indigène permettrait tout au plus de satisfaire 10% des besoins en gaz de l'Union Européenne d'ici 2035<sup>20</sup>.
- **La puissance publique ne doit pas investir dans la R&D sur le gaz de schiste indigène en Europe.**  
D'une part, parce que l'industrie est prête à essayer seule de démontrer qu'il est possible de produire du gaz de schiste dans le respect de l'environnement. En Grande-Bretagne par exemple, où le gouvernement souhaite développer l'exploitation du gaz de schiste de son sous-sol, des forages avec fracturation hydraulique sont prévus. Ils permettront d'en estimer la faisabilité.

---

<sup>18</sup> En utilisant des terminaux de regazéification déjà construits, mais aujourd'hui sous-utilisés ou sous cocon

<sup>19</sup> Australie, Qatar, Indonésie, Malaisie et peut-être Russie et Iran

<sup>20</sup> Communication du 22 janvier 2014. Sur ce point, voir aussi

<http://www.iddri.org/Publications/Collections/Syntheses/PB0514.pdf> et

<http://www.usaee.org/usaee2014/submissions/OnlineProceedings/ASaussay%20Can%20the%20shale%20revolution%20be%20duplicated%20in%20Europe.pdf>

D'autre part, parce que, compte-tenu de nos connaissances actuelles et de l'environnement industriel européen, le coût de production d'un éventuel gaz de schiste européen sera a priori plus élevé que le prix du gaz importé.

- **L'Europe doit-elle changer sa politique énergétique pour prendre en compte les gaz de schiste américains ?**

Dans les périodes où le gaz produit aux Etats-Unis sera supérieur à la demande, des cargaisons de gaz liquéfié pourront arriver en Europe à un prix compétitif. Mais ces périodes d'excès d'offre seront de courte durée. Les producteurs arrêteront de forer (ce qui réduira l'offre) alors que les unités de liquéfaction sera remises en service (ce qui augmentera la demande). Le gaz liquéfié aux Etats-Unis perdra alors son avantage de prix sur celui des autres fournisseurs.

Par ailleurs, les doutes sur la durée des ressources elles-mêmes commencent à apparaître.

- **Le gaz de schiste américain est-il une menace crédible pour Gazprom ?**

Malheureusement, non. Ni à court terme, ni à moyen terme. L'apport des gaz de schiste étatsuniens sera au mieux indirect. En apportant des quantités additionnelles sur le marché mondial du GNL, les Etats-Unis contribueront à contenir le prix spot du gaz, mais l'Europe n'en profitera pas prioritairement.

### Conclusions pour la politique énergétique de l'Europe

1. Le gaz de schiste européen n'est pas une solution, ni à court terme, ni à moyen terme
2. Le gaz de schiste étatsunien ne sauvera pas l'Europe à court terme; son apport à moyen terme restera limité

## 3. Perspectives gazières européennes

### Réerves, infrastructures, offre et demande

L'Europe ne dispose que de faibles ressources indigènes de gaz fossile conventionnel.

La contribution de la mer du Nord (Grande-Bretagne, Pays-Bas et Norvège) va en diminuant, même si la Norvège pourra continuer à contribuer à l'approvisionnement de l'Europe à moyen terme avec du gaz des mers de Norvège et de Barents.

En revanche, l'Europe se trouve dans une position relativement favorable pour l'accès à des ressources importées. L'UE dispose d'une façade maritime importante, où des terminaux de regazéification ont été, seront ou peuvent encore être construits<sup>21</sup>. Ces accès sont essentiellement situés à l'ouest (mer du Nord, Manche, Atlantique, Méditerranée). Les terminaux de regazéification situés en Grande-Bretagne peuvent également être comptabilisés dans les capacités d'importation, tant que l'Interconnector<sup>22</sup> n'est pas saturé. Du gaz liquéfié arrive aujourd'hui dans ces terminaux depuis l'Algérie, le Nigéria, le Qatar, Trinidad & Tobago, l'Egypte ou encore le Pérou. A moyen terme, du gaz liquéfié pourra contribuer à l'approvisionnement de l'Europe à partir d'usines existantes ou en cours de construction (Yémen, Norvège, Angola, Australie, Etats-Unis, ...)

---

<sup>21</sup> Voir par exemple <http://www.gasinfocus.com/en/indicator/existing-and-planned-Ing-terminals/>

<sup>22</sup> Ce gazoduc relie la Belgique à la Grande-Bretagne. Il peut fonctionner dans les deux sens. Sa capacité est de 20 (Grande-Bretagne vers Belgique) à 25,5 (Belgique vers Grande-Bretagne) milliards de m<sup>3</sup> par an. Sa construction a permis de résorber la bulle gazière de Grande-Bretagne. Il n'est pas soumis à l'ATR. Voir [www.interconnector.com/](http://www.interconnector.com/)



Les quantités de GNL disponibles pour le marché européen dépendront bien sûr du prix que l'Europe est prête à payer<sup>23</sup>. Aujourd'hui, les projets d'usines de liquéfaction, et les ressources identifiées, rendent confiant sur l'équilibre offre/demande au niveau mondial. L'accès à ce gaz pourra être sécurisé dans des contrats à long terme. Une partie de l'approvisionnement pourra être laissée au marché spot, même si la part des cargaisons spot de GNL a légèrement baissé l'année dernière.

A l'Est de l'Union Européenne, il y a des ressources importantes, déjà connectées (gaz russe) et en cours de connexion (Azerbaïdjan) par des gazoducs. Le gaz du Turkménistan a fait l'objet de nombreuses annonces contradictoires quant à sa destination. Surtout, l'Iran dispose des premières réserves gazières du monde. L'issue logique des négociations en cours sur son programme nucléaire devrait être une levée des sanctions et la signature de contrats d'approvisionnement en gaz par l'Union Européenne.

La consommation de gaz de l'Union Européenne, dans ses usages traditionnels, ne pourra augmenter qu'au prix d'investissements coûteux, difficilement rentabilisables, comme la connexion au réseau de distribution de consommateurs isolés ou la substitution de demande par exemple dans les transports.

En l'absence de croissance de la demande, le gros effort d'investissement à réaliser rapidement doit viser à développer le transport du gaz à l'intérieur de l'Union Européenne. Il s'agit à la fois de construire rapidement des infrastructures de grand transport, et des capacités d'inversion du flux dans certains gazoducs existants. Ces investissements de sécurité ne portent pas nécessairement de rentabilité.

En pratique, les infrastructures de transport peuvent être financées par financement de projet, dès lors qu'elles disposeront d'un cash-flow suffisant pour assurer un retour sur l'investissement du financeur. Mais le cash-flow d'une infrastructure visant à sécuriser le système n'est pas *a priori* garanti s'il n'est assis que sur les tarifs de transport puisque son apport réside dans son existence. Il faut donc trouver le moyen de rémunérer l'investissement de sécurité indépendamment des quantités de gaz effectivement transportées, par un paiement garanti par le gestionnaire du réseau de transport.

### **Une politique européenne à revoir en profondeur**

La politique énergétique européenne s'est longtemps réduite à la concurrence, complétée par la suite par l'environnement. Selon ses promoteurs<sup>24</sup>, la concurrence devait faire baisser le prix pour le consommateur<sup>25</sup>, alors qu'une politique énergétique devrait faire comprendre que l'énergie est chère et qu'elle doit être utilisée le plus efficacement possible. La position européenne en matière gazière s'en est trouvée très fragilisée. En mettant l'accent sur l'introduction de concurrence dans cette industrie d'infrastructures<sup>26</sup>, elle a empêché l'Europe de développer un pouvoir de négociation face à ses fournisseurs. L'Europe était souvent le principal, sinon l'unique, client solvable de la plupart de ses fournisseurs de gaz. Cette position de force a été complètement annihilée par l'obligation pour chacun des importateurs d'aller négocier des micro-contrats d'approvisionnement, chacun négligeable par rapport au chiffre d'affaire total des producteurs de gaz. Ces négociations en

---

<sup>23</sup> Et de la concurrence des importateurs asiatiques. Le contrat de vente récemment signé entre Gazprom et la Chine montre que le gaz russe peut trouver d'autres marchés que l'Europe, mais il établit également qu'un acheteur unique comme l'est la Chine peut obtenir des conditions très favorables en terme de prix.

<sup>24</sup> Economistes théoriciens et gestionnaires de la concurrence

<sup>25</sup> Ce qui ne pouvait pas se produire même théoriquement puisque le prix ne pouvait être plus bas que le coût marginal du producteur le moins performant.

<sup>26</sup> A la différence du pétrole, le gaz ne peut pas se reposer sur le consommateur final pour le dernier kilomètre. Il faut un tuyau jusqu'au brûleur de chacun des clients, ce qui explique la lenteur du développement des réseaux de gaz et les montants très élevés des investissements nécessaires.

ordre dispersé ont également conduits à des prix d'achat et des règles d'indexation de ce prix du gaz différents chez les mêmes fournisseurs.

La Commission s'est excessivement focalisée sur la question de l'approvisionnement russe, en particulier en s'impliquant profondément dans le projet de Nabucco<sup>27</sup>. Ce faisant, elle a contribué à politiser la question de l'importation de gaz russe. Mais par ailleurs, elle a laissé le lobbying de Gazprom se doter d'un puissant porte-parole en Allemagne en la personne de Gerard Schröder<sup>28</sup>.

Sur les contrats d'approvisionnement, la Commission s'est attaquée aux fournisseurs les plus proches, sur lesquels elle pouvait avoir un certain pouvoir. Elle a interdit les ventes groupées pour le gaz transporté par gazoduc depuis la Norvège et les clauses de destination<sup>29</sup> pour la Sonatrach. Mais elle a été incapable de faire appliquer ces clauses à des fournisseurs plus éloignés, en particulier là où cela aurait été le plus utile, à savoir les achats de cargaisons de GNL<sup>30</sup>. En interdisant les contrats à long terme avec les industriels européens, elle a contribué à chasser hors de l'Europe les industries fortement consommatrices<sup>31</sup>.

En ce qui concerne les investissements dans les infrastructures nouvelles, et en particulier dans les terminaux de regazéification, elle a été obligée d'admettre des exemptions systématiques à l'accès des tiers, faute de quoi les investissements n'auraient pas été réalisés. Elle a même cru dans un premier temps possible de se reposer entièrement sur les mécanismes de marché pour régler les problèmes de la gestion des infrastructures en n'obligeant pas chaque État à se doter d'une instance de régulation.

Sur les infrastructures de grand transport, la Commission Européenne s'est surtout intéressée à la résorption des congestions intracommunautaires, toujours avec l'idée de développer la concurrence. Mais la sécurité gazière par stockage et la construction de grandes lignes de transport ont été laissées aux forces du marché. Parfois, les régulateurs nationaux s'en sont préoccupés, mais la vision globale a considérablement manqué. Le Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE)<sup>32</sup> consacre moins de 20% de sa dotation 2014-2020 à l'énergie, gaz et électricité. Il sélectionne les projets sur dossier, mais n'a pas vocation à en promouvoir.

Tant que le gaz consommé en Europe provenait de champs proches (champs offshore de la mer du Nord, champs à terre comme Lacq ou Groningen), la question de la saisonnalité de la consommation gazière pouvait être traitée par une modulation de la demande inscrite dans le contrat de fourniture de gaz. À partir du moment où le gaz vient de très loin par gazoducs coûteux à construire ou par des méthaniers, la modulation ne peut être efficacement réalisée que grâce à des stockages construits dans les pays importateurs et consommateurs. Au-delà des stockages pouvant couvrir la saisonnalité, il convient également d'investir dans des stocks de sécurité comme c'est actuellement le cas pour le pétrole<sup>33</sup>.

Propositions :

---

<sup>27</sup> Gazoduc de 3800 km appelé à alimenter l'est de l'Europe par du gaz non russe. En entrant par la Turquie, la dernière version permettait des livraisons jusqu'en Autriche en évitant l'Ukraine. La décision de construire le [South Stream](#) a conduit à son abandon. Le projet pourrait renaître si des sanctions contre la Russie remplaçaient celles contre l'Iran.

<sup>28</sup> On peut aussi noter qu'en Ukraine, elle a soutenu des acteurs gaziers corrompus mais hostiles à la Russie.

<sup>29</sup> La clause de destination interdit à l'acheteur de revendre le gaz acheté en dehors d'une zone géographique définie.

<sup>30</sup> <http://gillesdarmois.blog.lemonde.fr/2014/04/15/et-le-premier-pays-exportateur-de-gaz-deurope-est/>

<sup>31</sup> C'est encore plus clair dans l'électricité où les électro-intensifs sont allés signer des contrats de plus de 50 ans au Québec par exemple.

<sup>32</sup> <http://www.europarl.europa.eu/news/fr/news-room/content/20131115IPR24720/html/Le-Parlement-adopte-le-nouveau-m%C3%A9canisme-pour-l%27interconnexion-en-Europe>

<sup>33</sup> Pour les mêmes raisons, et selon des modalités identiques

La politique gazière européenne doit être renforcée selon quatre grands axes:

1. La négociation de contrats d'achat de gaz favorables en ligne avec l'importance des volumes contractés
  2. Les infrastructures de transport et de stockage au sein de l'Union Européenne
  3. La sécurité des approvisionnements et la constitution de stocks stratégiques
  4. Les investissements dans l'efficacité énergétique des consommations, tant des industries que des ménages.
1. Sur l'approvisionnement de l'Union Européenne en gaz fossile, l'Union Européenne dans son ensemble est un client majeur pour ses fournisseurs. Il s'agit de concrétiser cette position de force par la création d'un acheteur unique. Le premier ministre polonais<sup>34</sup> a proposé de le faire pour le gaz russe. Il faut aller plus loin et donner à cet acheteur unique la responsabilité des négociations avec tous les fournisseurs, existants et potentiels.

Le prix que pourra obtenir l'acheteur unique sera juste, mais il ne sera pas bas. Le prix bas des gaz de schiste étatsuniens est lié à une bulle, et n'est pas durable. Un gaz abondant et bon marché n'existe pas à moyen terme, et il serait dangereux de construire une politique énergétique sur ce mirage.

**Proposition : Créer un acheteur unique de gaz pour l'Union Européenne selon la recommandation faite en 2009<sup>35</sup>, pour négocier en position de force les contrats avec les fournisseurs extérieurs à l'Union Européenne.**

2. Le gaz doit pouvoir être transporté sans obstacle entre chaque pays de l'Union Européenne. C'est une condition nécessaire pour la sécurité de la fourniture et l'unification du prix pour le consommateur. Pendant que la crise ukrainienne se développait, l'Espagne réexportait des cargaisons de GNL faute de pouvoir transporter ce gaz vers l'Est. Le développement d'un réseau de grand transport entre l'Est et l'Ouest de l'Union Européenne, pouvant fonctionner dans les deux sens, doit devenir un objectif prioritaire. Ce réseau doit permettre de transporter sans congestion les quantités nécessaires pour faire face à l'interruption de la fourniture par un fournisseur, bien entendu Gazprom, mais également chacun des autres. Le réseau devra être dimensionné pour assurer le transport des volumes nécessaires, dans les deux sens. Pour compléter la sécurité, le maillage de ce réseau devra permettre le transport entre deux nœuds par au moins deux routes différentes<sup>36</sup>.

Hors périodes de crise, la plus grande partie de ces capacités de transport ne sera pas utilisée. Il convient donc de prévoir un mécanisme pour le financement de ces capacités de sécurité indépendant des volumes effectivement transportés.

3. La sécurité des approvisionnements devra être prioritairement assurée par des stockages sur le territoire de l'Union Européenne. Dans la mesure où l'Europe ne dispose pas de fournisseurs suffisamment proches pour qu'ils puissent assurer la flexibilité d'un jour sur le suivant par un mécanisme contractuel (comme c'était le cas avec le gaz de mer du Nord), les stockages sont obligatoires. Le stockage devra répondre au double besoin de la sécurité et de la saisonnalité des consommations.

Le stock de sécurité devra être construit sur un mécanisme analogue à celui mis en place par l'AIE pour le pétrole (niveau, détention, financement...). Il devra correspondre à la couverture

---

<sup>34</sup>Voir le détail de ses propositions ci-dessous

<sup>35</sup><http://www.tnova.fr/note/face-gazprom-un-acheteur-unique-pour-leurope>

<sup>36</sup> La capacité de déplacer le gaz sans congestions rendra possible l'apparition d'un prix européen du gaz, puisque la correction des différences éventuelles de prix pourra être effectuée par arbitrage.

des besoins pour une période de 60 à 90 jours de consommation<sup>37</sup>. Un certain degré de mutualisation sera rendu possible par la possibilité de déplacer des volumes suffisants entre l'Est et l'Ouest en cas d'interruption d'une ou plusieurs sources.

Physiquement, le stockage de GNL (aujourd'hui utilisé pour la demande de pointe) peut compléter les stockages souterrains (soit en solution transitoire, soit en solution définitive).

Le développement de ces infrastructures de sécurité et leur intégration dans l'ensemble du réseau de transport exige une vision d'ensemble à l'échelle de l'Union Européenne. Faute de rentabilité, l'identification des besoins ne peut être laissée au marché. Il faut rapidement créer un régulateur unique pour l'Union Européenne, chargé d'identifier les besoins en infrastructures et de leur réalisation. Ce régulateur européen remplacera les différents régulateurs nationaux de transport. Une analyse sera menée sur le besoin de conserver des régulateurs nationaux (subsidiarité, distribution).

**Proposition : Créer un opérateur/régulateur européen chargé de développer et de gérer les infrastructures de transport et de stockage, agence (ou entreprise à but non lucratif) qui reprendra les missions des différents régulateurs nationaux de transport.**

**Proposition : Cette agence assurera l'investissement dans les infrastructures de sécurité, transport et stockage, soit par une obligation répartie entre les opérateurs en concurrence, soit par appels d'offres et rémunération garantie à l'investisseur (à un taux de rentabilité garanti mais limité, les paiements étant effectués par l'agence et répercutés au consommateur final).**

#### 4. Des mesures de soutien à l'efficacité énergétique du gaz et à la fourniture de gaz renouvelable :

Les pays de l'Est de l'Europe qui ont bénéficié d'un gaz à très bas prix ont des patrimoines excessivement consommateurs<sup>38</sup>. C'est également le cas dans d'autres pays de l'Union Européenne. Dans la mesure où il est décidé que le gaz doit trouver sa place dans le mix énergétique européen, il faut mettre en place un système d'aide à l'investissement dans l'amélioration de l'efficacité énergétique des process industriels et des équipements de production de chaleur utilisant le gaz. Un programme d'urgence financé par l'Union Européenne pourrait accélérer la diffusion des technologies performantes aujourd'hui disponibles sur le marché.

Si le potentiel des gaz de schiste européens s'avère très faible à court et moyen terme, celui des gaz renouvelables européens (biogaz de toutes générations, méthanation...) doit être analysé, et les différentes voies prometteuses peuvent devoir être aidées, tant pour la production que pour la consommation.

#### ***Les propositions de Donald Tusk***

*L'Europe doit mettre en face du monopole de Gazprom un acheteur unique pour ce gaz.*

*Et créer une union énergétique comme Euratom, qui achète l'uranium pour les pays de l'Union Européenne, mais pour le gaz russe.*

*Six principes :*

- 1. Création par étapes de cette union. D'abord en retirant de tous les accords bilatéraux les clauses "secrètes et non-conformes au marché libre". Puis en construisant un contrat-type pour tous les nouveaux achats. Enfin, en impliquant la Commission Européenne dans toutes*

<sup>37</sup> Contrairement aux stocks de sécurité pour le pétrole, on n'aurait pas de distinction entre jours de consommation et jours d'importation tant que la production de gaz renouvelable indigène ne sera pas significative.

<sup>38</sup> <http://www.worldenergy.org/data/efficiency-indicators/>

*les nouvelles négociations.*

- 2. Renforcer les mécanismes de solidarité entre les pays membres*
- 3. Créer une infrastructure de transport et de stockage adéquate*
- 4. Utiliser toutes les ressources fossiles disponibles (c'est-à-dire charbon et gaz de schiste)*
- 5. Approcher des fournisseurs lointains grâce au LNG. En particulier les Etats-Unis avec leurs gaz de schiste et l'Australie*
- 6. Rééquilibrer l'union énergétique de l'Europe de l'est vers l'ouest. Améliorer la sécurité énergétique de l'ensemble de l'Europe et non seulement de l'Union Européenne.*

*Conclusion : refaire comme la CECA, mais cette fois pour l'énergie.*

*Comparaison avec notre proposition:*

- Nous combinons les propositions 1 et 5: l'acheteur unique pour tous les gaz importés.*
- Proposition 1-1: La remise en question des accords existants est a priori délicate. Ce sera plus facile pour l'Agence dans le cadre de ses négociations globales*
- Proposition 1-2: Nous ne retenons pas une implication de la Commission Européenne dans les négociations précisément pour éviter la politisation des négociations. (Voir les [déclarations de José Manuel Barroso](#) en janvier 2011). L'Agence chargée des achats est responsable de l'équilibre offre-demande et donc aussi bien des volumes contractés que des prix.*
- Proposition 4: il n'est pas possible d'exploiter toutes les ressources fossiles disponibles, essentiellement le charbon, et de respecter les objectifs climatiques. Cette proposition n'est compatible avec les nôtres que moyennant la remise en état du marché européen du CO<sub>2</sub>.*