

**Compte-rendu de la réunion
IDEES du 18 juin 2012 (Domaine de Vert-Mont)
Groupe Transverse
«Le gaz naturel»**

La réunion a été organisée conjointement avec l'AFG Ile de France.

1. Organisation du Groupe de travail

- ✚ Rappel du fonctionnement d'IDées par Alexandre ROJEY
Récapitulatif des réunions des différents Groupes de travail

*La présentation Power point est disponible sur le site de la Fondation :
<http://www.fondation-tuck.fr/fondation-tuck-groupe-de-reflexion-idees.html>*

2. Exposés :

- ✚ «From Security of Gas Supply to The Golden Age of Gas»

Sylvie CORNOT-GANDOLPHE

Economiste de l'Energie, Chercheur associé à l'IFRI (Institut Français des Relations Internationales)

- La génération d'électricité est le principal moteur de l'accroissement de la demande.
- L'offre est abondante, mais se situe principalement hors OCDE
- On observe un accroissement substantiel du commerce international du gaz naturel, principalement des flux de GNL, et notamment une forte hausse des importations européennes et américaines.
- Le découplage des prix du pétrole et du gaz souvent évoqué ne s'est pas encore réalisé.
- Les pouvoirs publics ont un rôle important à jouer, afin que le marché puisse fonctionner, pour définir des objectifs de sécurité d'approvisionnement et pour établir les responsabilités de chacun des acteurs.

- La révolution des «*shale gas*»¹ bouleverse les données du marché.
- Les ressources récupérables mondiales sont estimées à 200 Tm³. Elles sont réparties entre de nombreux pays (Chine : 35, Etats-Unis : 24, Mexique 19 Tm³).
- Entre 1970 et 2010, les réserves prouvées sont passées de 39,5 à 190 Tm³. Les ressources ultimes s'élèvent en 2010 à 530-570 Tm³, représentant près de 250 ans de production.
- Aux Etats-Unis, les shale-gas pourraient représenter 50 % de la production en 2035. Leur production a entraîné un effondrement des prix du gaz (moins de 3 \$ /MBtu au US Henry Hub, alors que ce prix est supérieur à 15 \$/MBtu au WTI).
- Les Etats-Unis deviennent exportateurs. On observe un nombre croissant de projets d'exportation correspondant à une capacité de 140 Gm³.
- En Europe, les ressources potentielles de shale gas sont de 16,5 Tm³, correspondant à 60 ans de production actuelle (France : 5,1 Tm³, Pologne : 5,3 Tm³).
- La production mondiale de shale gas pourrait atteindre 975 Gm³ en 2035, soit 19 % de la production mondiale.
- Il reste à surmonter un certain nombre d'entraves : impact environnemental, coûts en Europe plus élevés qu'aux Etats-Unis, propriété du sous-sol différente, densité de population plus grande, manque d'expérience en Europe (25 puits forés contre 30 000 aux Etats-Unis).
- Le commerce du GNL atteint 327 Gm³ en 2011 et représente 30 % des échanges internationaux.
- Les capacités de liquéfaction augmentent aussi rapidement et devraient atteindre 500 Gm³ dans les cinq ans (développement rapide en Australie).
- La plupart des nouveaux projets sont coûteux et peuvent atteindre 3000 à 4000 \$ par tonne de GNL et par an.
- Les disparités régionales sur les prix s'accroissent.
- Les exportations de GNL vers l'Europe à partir de shale gas produit aux Etats-Unis peuvent être rentables avec le prix actuel (2,4 \$/MBtu), mais deviennent plus problématiques avec un prix plus élevé. De nombreux projets sont actuellement étudiés. Tous les projets ne verront pas le jour, d'autant plus que les Etats-Unis chercheront à réserver pour leur propre usage des ressources gazières qui leur assurent un avantage compétitif.

¹ « gaz de schiste »

- Va-t-on observer un âge d'or du gaz ? Il est prévu une croissance de 54 % de la demande mondiale de gaz naturel d'ici 2035. Tous les pays participent à la croissance, mais elle est surtout marquée hors OCDE, en Chine, au Moyen-Orient et en Inde.
- Le secteur électrique représente 42 % de la croissance.
- Le gaz naturel est le seul combustible fossile dont la consommation s'accroît dans tous les scénarios étudiés par l'AIE, même dans le scénario visant à limiter la teneur en gaz à effet de serre dans l'atmosphère à 450 ppm d'équivalent CO₂.
- Les scénarios les plus optimistes doivent être toutefois tempérés pour plusieurs raisons, dont la première tient à l'importance des investissements requis : 9 500 G \$ (\$ 2010) sur la période 2011-2035.
- Il faut aussi que le gaz reste compétitif par rapport au charbon, ce qui est le cas actuellement aux Etats-Unis, mais pas en Europe.
- Le rôle de l'Asie va augmenter. La Chine est déjà le 4^e consommateur mondial et pourrait importer 200 Gm³ de gaz en 2035, devenant le deuxième importateur mondial.
- Le gaz naturel permet de réduire les émissions de CO₂ par rapport au charbon, mais pas de les éliminer (en l'absence de CCS).
- La demande future européenne demeure incertaine.

 «Le gaz naturel : grandeur et servitudes».

Georges BOUCHARD – Délégué général de l'AFG

*La présentation Power point est disponible sur le site de la Fondation
<http://www.fondation-tuck.fr/fondation-tuck-groupe-de-reflexion-idees.html>*

- Quelle sera la situation énergétique dans un siècle, en 2112 ? La consommation d'énergie devrait être réduite et flexible, les énergies renouvelables abondantes. Stockages et *smart grids* vont alors ajuster production et consommation.
- Dans ce contexte, qui ne veut pas dire que l'énergie sera bon marché, les besoins en énergies non renouvelables (pétrole, charbon, gaz, nucléaire) seront très réduits. Toutes ces énergies ont alors le même destin : contribuer à la transition et disparaître d'ici un siècle.

- Il n'y aurait plus en principe de problème de ressource, mais des problèmes de disponibilité pourraient demeurer si les investissements nécessaires sont absents.
- La situation ainsi décrite devrait être atteinte à une date, qui ne sera bien sûr pas nécessairement 2112, mais qui peut se situer bien après 2050 et bien avant 2200.
- Durant la période de transition, le gaz naturel apparaît comme la meilleure source d'énergie non renouvelable, la plus respectueuse de l'environnement et la meilleure partenaire des énergies renouvelables pendant leur croissance.
- L'ECF² a montré la faisabilité d'un scénario visant à atteindre, en 2050, 80 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre et simultanément 60 % d'énergies renouvelables. L'EGAF³ a de son côté étudié trois scénarios permettant d'atteindre les 80 % de réduction d'émission des gaz à effet de serre. Un premier scénario considère un prix du gaz relativement élevé (de 10,5 \$/MBtu à 14,8 \$/MBtu en 2030), un second un prix du gaz relativement bas (maintien du prix à 7,5 \$/MBtu) et un troisième scénario un prix du gaz relativement bas ainsi que des restrictions concernant l'utilisation du nucléaire.
- Dans le scénario 1, la part du gaz est de 19 %, comme dans le scénario à 60 % de renouvelables. Dans le cas des scénarios 2 et 3, elle est respectivement de 33 et de 36 %. Dans ces scénarios, le développement des énergies renouvelables reste important mais il est moins rapide que dans le scénario ECF tandis que l'objectif de limitation des émissions de CO₂ est obtenu par un transfert accru du charbon vers le gaz.
- Par rapport au scénario prévoyant 60 % de renouvelables, les scénarios « optimisés » permettent d'atteindre le même objectif de 80 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre avec une économie sur la période 2010 – 2030 d'environ 500 milliards d'euros. Cette économie résulte de moindres besoins d'investissements (capacités de back-up en production et réseaux d'interconnexion notamment) et bénéficie à l'ensemble des acteurs. Les coûts annuels d'achat d'électricité sont réduits de 150 à 200 € par ménage. Les industries intensives en consommation d'énergie évitent une perte de 10 à 15 % sur leurs marges. Ceci permet de préserver les 20 à 25 millions d'emplois dans ces secteurs industriels.
- Au-delà de 2030, les estimations sont plus incertaines. Mais elles font apparaître que les économies sur la période 2010 – 2030 n'ont pas pour conséquence des surcoûts sur la période 2030 – 2050.
- Comme le dit Maria van den Hoeven, Directrice exécutive de l'AIE, le gaz est le meilleur compromis, mais pas le plus propre, le plus abondant ou le moins cher. La difficulté en termes de communication est qu'il est plus difficile de valoriser ce meilleur compromis. Grandeur et servitude !

² European Climate Foundation, basée aux Pays-Bas

³ European Gas Advocacy Forum

- Toujours selon Maria van den Hoeven, l'intérêt du gaz est particulièrement grand au cas où les choses se passent moins bien que prévu (déclin généralisé du nucléaire, progrès des renouvelables décevants, absence de débouché du CCS). Le gaz naturel serait-il donc l'énergie du «What if» ? Grandeur et servitude !

3. Discussion

- Le gaz de schiste

- On n'a pas su anticiper la croissance des gaz de schiste. Elle résulte de l'association des technologies de forage horizontal et de fracturation hydraulique. Cela montre qu'il est difficile d'intégrer les ruptures technologiques dans les prévisions, même s'il s'agit de technologies déjà en partie connues.
- Il faut être prudent quand on parle de réserves. Dans le domaine gazier, la notion de réserves est associée à la notion de négociation de contrats de vente.
- Il faut analyser de manière précise le bilan environnemental du gaz de schiste.

- Approvisionnements gaziers

- On voit émerger de nouveaux fournisseurs. L'Australie devrait dépasser le Qatar. De nouveaux gisements ont été identifiés à l'est de l'Afrique (Mozambique, Tanzanie)
- Le rôle futur de la Chine n'est pas encore clair. A quel niveau est-elle susceptible d'augmenter ses importations ?
- Certains risques pèsent encore sur les approvisionnements gaziers. Quel est le niveau réel des ressources, notamment en Europe. Les investissements nécessaires seront-ils opérés à temps ? Faut-il craindre des risques géopolitiques ? Quelle doit être la place de la Russie ?
- Il faut noter qu'en raison de la rigidité des chaînes gaz, l'intérêt du fournisseur reste très lié à celui du consommateur. L'Algérie n'a à aucun moment arrêté ses livraisons malgré dix années de guerre civile. La Russie est aussi très dépendante de ses exportations de gaz naturel. L'investissement que représente le réseau de transport doit être rentabilisé dans les meilleures conditions possibles dans l'intérêt des acteurs présents des deux côtés de la chaîne.

- Les approvisionnements dépendent des investissements qui seront effectués en fonction de la rémunération laissée par le régulateur. Celui-ci peut-être tenté de démontrer sa capacité à faire baisser les prix, ce qui se fait nécessairement au détriment des objectifs d'approvisionnement à moyen-long-terme.
- Le niveau des investissements fait que l'on devrait rester encore longtemps sur des contrats à long terme. Les exportations à partir des Etats-Unis sont prévues sur la base de contrats *take or pay*. Les pays européens ne sont pas **nécessairement** en position de force. L'Asie (Chine, Inde) pourra-t-elle faire éclater le système ? En fait, les coûts de transport du gaz impliquent moins de souplesse dans la négociation des contrats.
- Les investissements doivent être planifiés sur des durées importantes.
- Le gaz naturel contribue à la sécurité des approvisionnements en électricité. C'est ce qui s'est passé en France au cours de la vague de froid de février 2012. La France a pu augmenter ses importations de gaz naturel pour alimenter des centrales fonctionnant au gaz en Allemagne, qui ont réexporté de l'électricité en France, contribuant pour 10 % à la fourniture de l'électricité consommée. Ceci a été possible du fait de l'arrêt des éoliennes en Allemagne, par manque de vent, ce qui évitait de saturer les réseaux.

- **Utilisations du gaz naturel**

- Le faible niveau des émissions de CO₂ constitue un premium pour le gaz naturel.
- Le torchage de gaz naturel a fortement diminué et tend à devenir marginal. Il est fréquemment interdit. Dans ce cas s'il n'existe pas de marché pour le gaz, celui-ci peut être réinjecté.
- De nouvelles utilisations peuvent être envisagées pour le gaz naturel (GNV, carburants de synthèse), mais ne devraient pas bouleverser le marché dans les toutes prochaines années. .

- **Avenir du gaz naturel**

- L'avenir à l'échéance d'un siècle demeure très incertain. Quel sera le niveau de la population ? Saura-t-on maîtriser l'énergie de fusion ?
- Il faut tenir compte de progrès possibles en ce qui concerne les sources d'énergie concurrentes (par exemple, la fermeture de l'usine Georges Besse I et son remplacement par l'usine Georges Besse II, augmente la

disponibilité en électricité nucléaire, la consommation d'électricité tombant de 2500 MW à 50 MW).

- Des solutions que l'on n'imagine pas aujourd'hui pourraient-elles apparaître ?
- La crise économique contribue à rendre encore plus incertaines les prévisions.
- Concernant le gaz naturel, à quelle échéance (entre 2030 et 2112), peut-on envisager un renversement de tendance ?
- L'impact environnemental de la production de gaz naturel et notamment de gaz de schiste reste à évaluer de manière plus précise. Par ailleurs des questions se posent concernant l'application du CCS à la production d'électricité à partir de gaz naturel.
- Pendant combien de temps pourra-t-on recourir aux énergies fossiles et accepter des émissions de CO₂ liées à la production d'énergie ?
- Le biométhane (de fermentation ou de synthèse) pourrait jouer un rôle croissant dans l'avenir. A court terme, l'impact est faible, mais le potentiel de production est de 200 TWh, soit environ un tiers de la consommation française. Pourrait s'y ajouter une production d'hydrogène par électrolyse à l'aide d'électricité provenant de sources d'énergie à bas niveau carbone. On peut en introduire 6 à 10 % d'hydrogène dans les réseaux sans modifications. Des expérimentations sont en cours au Danemark et aux Pays-Bas. La production de méthane de synthèse est envisagée dans le scénario NegaWatt comme moyen de stocker de l'énergie (mais les facteurs économiques restent à analyser).

4. Prochaine réunion :

Lundi 15 octobre 2012 à 16h (Domaine de Vert Mont)

Thème traité «Les hydrocarbures de roche-mère»