

Le gaz naturel : une énergie d'avenir

La production d'électricité devrait contribuer pour une part essentielle à la croissance de la consommation de gaz naturel dans le monde, quelle que soit la région considérée, à l'image de la progression observée au cours des trente dernières années. Les maillons transport, stockage et distribution de gaz naturel représentent cependant, en moyenne, de l'ordre de 70 % du coût total de la chaîne gazière.

par Jean-Marie DAUGER*

Le gaz naturel : une énergie encore récente dans le mix énergétique mondial

Le gaz naturel est l'énergie fossile dont la valorisation est la plus récente dans l'histoire industrielle. Sa part dans le mix des énergies primaires n'a fait que croître au cours des dernières décennies, jusqu'à s'établir aujourd'hui à plus de 20 % (cf. les figures 1 et 2).

La production d'électricité : un usage porteur

Au cours de son essor, le gaz naturel n'a pas connu d'usage dit protégé, où ses qualités le mettraient à l'abri des énergies concurrentes comme c'est actuellement le cas des produits pétroliers, dans le secteur des transports.

Le gaz naturel a donc dû, pour se développer, justifier de son intérêt économique, de ses qualités environnementales, de ses facilités d'utilisation, pour devenir le principal combustible utilisé (hors secteur des transports) dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel.

Ainsi, la part du gaz naturel n'a cessé d'augmenter au cours des trente dernières années sur tous les segments de clientèle (cf. la figure 3).

Si on peut s'attendre sur les marchés matures à un tassement de la croissance de la consommation de gaz naturel des clients finaux du fait des politiques de maîtrise de l'énergie, la production d'électricité devrait continuer à constituer un débouché en croissance accélérée, à l'image de la progression observée au cours des 30 dernières années (cf. la figure 4).

Les centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel présentent l'avantage de nécessiter un investissement unitaire moindre que les autres filières, d'être plus rapides à construire et d'une exploitation particulièrement souple. Leurs rendements, en progression constante, atteignent des niveaux élevés (58 %, pour les turbines à gaz à cycles combinés) et ce, avec des émissions de CO₂ réduites.

Dans un univers de plus en plus sensible aux impacts environnementaux et où les contraintes réglementaires restent encore peu prédictibles sur le moyen terme, la produc-

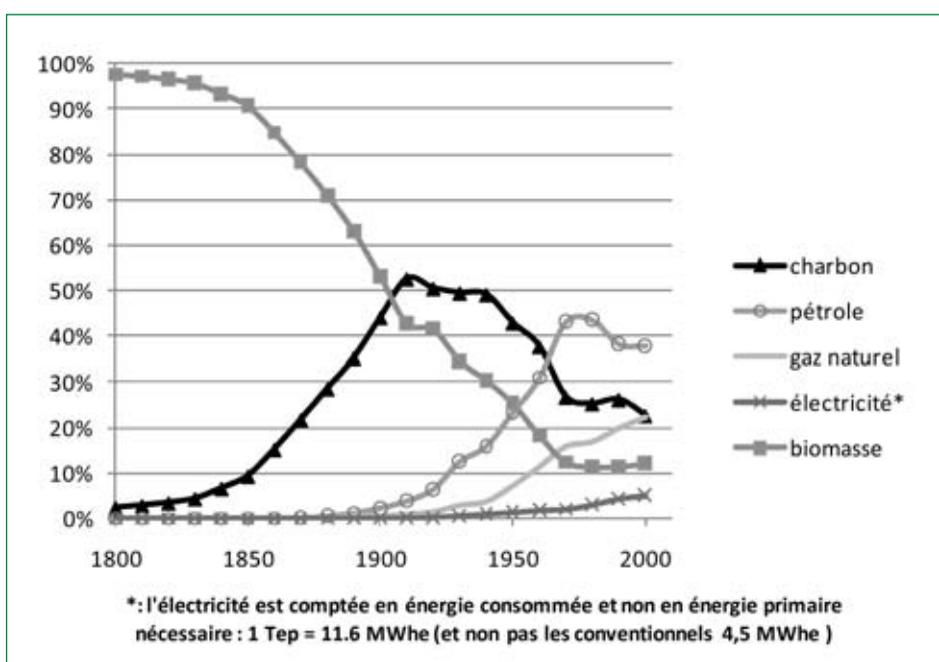


Figure 1 : Evolution de la consommation mondiale (1800-2000) des sources d'énergie (in L'Énergie de demain, de J.L. Bobin, E. Huffer et H. Nifenecker).

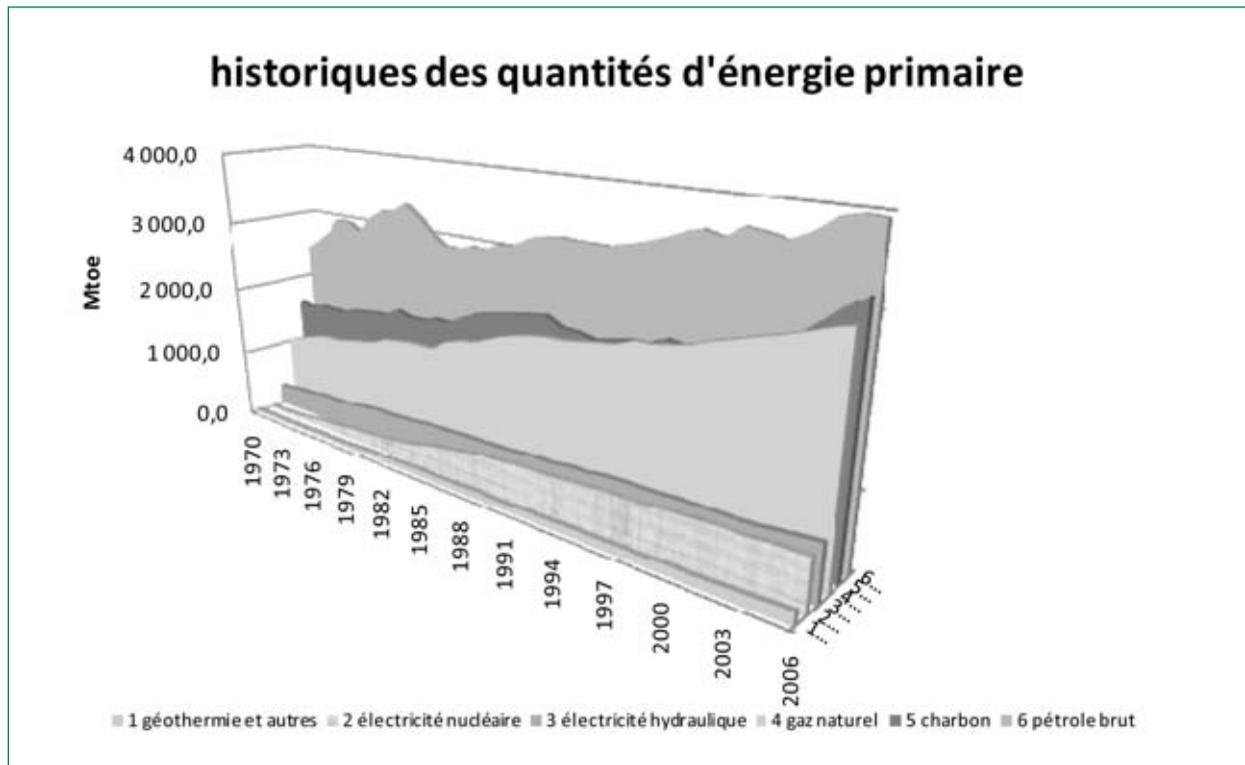


Figure 2 : Production mondiale des énergies primaires au cours des trente-cinq dernières années (*Energy Information Administration*).

secteur	consommation par type d'énergie des pays de l'OCDE					
	industrie		commercial		résidentiel	
	1974	2007	1974	2007	1974	2007
pétrole	32%	15%	42%	13%	34%	13%
gaz naturel	27%	29%	27%	31%	30%	39%
charbon	19%	13%	6%	1%	13%	2%
combustibles renouvelables et déchets	4%	8%	0%	1%	4%	7%
électricité	17%	31%	24%	53%	18%	36%
chaleur	1%	3%	0%	2%	2%	2%
autre	0%	0%	0%	0%	0%	1%
total (Mtoe)	922	842	273	462	520	675

Figure 3 : Parts des différentes énergies par segment de consommateurs (pays OCDE).

tion d'électricité à partir de gaz naturel est, de plus en plus souvent, le meilleur compromis possible.

Le gaz naturel : des qualités précieuses pour la gestion des contraintes environnementales de long terme

De par sa composition chimique (essentiellement du méthane, dont la molécule possède plus d'atomes d'hydrogène par atome de carbone que n'importe quel autre hydrocarbure), la combustion du gaz naturel est facile à réguler (peu de gaz issus d'une combustion imparfaite, utilisation possible dans les turbines) ; elle ne génère pas d'oxyde de soufre et produit par unité d'énergie, parmi tous les combustibles fossiles, la plus faible quantité de CO₂. Dans une combustion simple (installation de chauffage), les émissions

de CO₂ se comparent comme l'indique le tableau suivant (cf. la figure 5).

Pour le chauffage des bâtiments et des logements, les installations fonctionnant au gaz naturel émettent également moins de CO₂ que les moyens de production d'électricité mis en œuvre pour répondre aux besoins d'un chauffage électrique équivalent.

Pour la production d'électricité, la réduction des émissions de gaz à effet de serre émis par la combustion du gaz naturel est démultipliée par le rendement élevé des centrales de production à cycle combiné à gaz (atteignant jusqu'à 58 %), qui est bien supérieur à celui des centrales à charbon ou à fioul.

Compte tenu des possibilités de stockage, le gaz naturel peut être associé aux énergies renouvelables (solaire, éolien...). Les installations de production d'électricité à par-

	1974	2007
pétrole	23%	6%
gaz naturel	12%	21%
charbon	37%	42%
nucléaire	4%	14%
hydraulique	23%	16%
autre	1%	3%
total (TWh)	6272	19771

Figure 4 : Parts de différentes énergies primaires dans la production mondiale d'électricité (IEA Scoreboard 2009).

	Kg CO2/tep (PCI)
Gaz naturel	2394 soit 2154 Kg CO2/tep(PCS)
GPL	2688
Essence	3066
Kérosène	3108
Gazole /FOD	3150
Fioul lourd	3276
Charbon	3990

Figure 5 : Les émissions de CO2 des principaux combustibles (Source : ADEME).

tir de gaz naturel pourront être accompagnées, dans le futur, de systèmes de capture du carbone avec une efficacité supérieure à celle qui est possible avec les autres énergies fossiles (grâce au rendement élevé des centrales au gaz naturel et au volume plus faible du CO₂ à stocker).

Les politiques énergétiques, comme les réglementations, devraient donc tirer les conséquences des avantages environnementaux du gaz naturel. Il n'en est pas toujours ainsi, le gaz naturel étant souvent assimilé aux autres combustibles fossiles. Par ailleurs, l'absence de taxation « carbone » de l'électricité au stade de son utilisation finale ne traduit pas non plus la réalité des émissions de CO₂ de la production d'électricité alimentant le chauffage électrique.

Une énergie incontournable au cours des prochaines décennies

Notons tout d'abord que, même dans le scénario de l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) limitant le réchauffement climatique à 2°C, la satisfaction des besoins mondiaux en énergie nécessite le recours aux énergies carbonées. Un déploiement accéléré des énergies renouvelables dans la production d'électricité et la mise en œuvre de politiques volontaristes de maîtrise de l'énergie nécessiteraient, dans les conditions de ce scénario, de recourir, en 2030 encore, aux énergies fossiles et ce, à hauteur de 70 % de la demande d'énergie primaire (voire, de 80 %, dans le scénario de référence).

Tirant parti des atouts environnementaux du gaz naturel, le scénario de l'AIE continue de lui attribuer plus de 20 % des besoins d'énergie primaire au cours de la première

moitié du XXI^e siècle. Dans les deux scénarios de l'AIE, la consommation de gaz sera plus importante en 2030 qu'en 2007.

La production d'électricité devrait contribuer, à elle seule, à plus de 45 % du développement du gaz naturel (cf. la figure 6).

La répartition de la consommation dans le monde et ses évolutions

Marchés matures et marchés émergents.

Même si les marchés matures (Europe et Amérique du Nord) resteront les principaux consommateurs de gaz naturel à l'horizon 2030, ils connaîtront une croissance limitée, voire nulle (scénario 450), sur la période 2007-2030.

Les croissances les plus fortes devraient être observées au Moyen-Orient (favorisé par la disponibilité de la ressource), en Chine (sous l'effet d'une forte croissance économique) et en Amérique du Sud.

La production d'électricité devrait contribuer pour une part essentielle à la croissance de la consommation de gaz naturel dans le monde, quelle que soit la région considérée (cf. la figure 7).

Les réserves de gaz : plus de 60 ans de consommation

Les réserves de gaz naturel sont abondantes, avec un ratio *Réserves prouvées/Production* du gaz naturel plus important que celui du pétrole (60,4 années, pour le gaz naturel, et 42 années, pour le pétrole). Toutefois, ces réserves se trouvent concentrées dans un nombre limité de pays :

- ✓ la Russie, l'Iran et le Qatar détiennent 53 % des réserves de gaz naturel ;
- ✓ le Moyen-Orient (y compris le Qatar) détient, à lui seul, 41 % des réserves de gaz naturel.

Ces réserves pourraient être doublées en tenant compte du potentiel des gaz dits non-conventionnels (il s'agit de gaz renfermés dans une couche de roche, qui peut être soit du schiste (*shale gas*), soit de la houille (*coalbed methane*), soit du sable compact (*tight gas*)).

Le rôle croissant des compagnies d'Etat dans la production de gaz naturel

Dans l'essentiel des pays de l'OCDE (en particulier en Amérique du Nord et en Europe, les réserves de gaz naturel

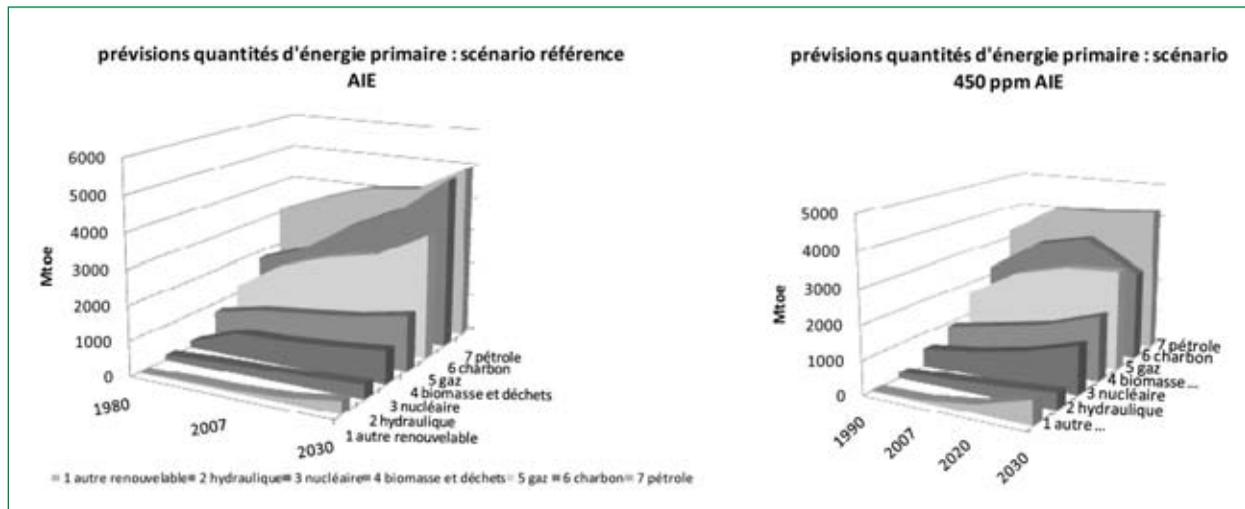


Figure 6 : Prévisions de la production d'énergie primaire pour les deux scénarios de l'AIE.

(comme celles de pétrole) sont exploitées par des compagnies privées, notamment par les IOC (*International Oil Companies*).

En revanche, dans la plus grande partie des pays hors OCDE (en particulier en Russie et au Moyen-Orient), ces réserves sont actuellement très majoritairement contrôlées et exploitées par des compagnies d'Etat, les NOC (*National Oil Companies*).

L'essentiel des réserves se situant dans des pays hors OCDE, les NOC détiennent à présent plus de 90 % des réserves de pétrole et de gaz dans le monde, alors qu'elles n'en détenaient que 15 % dans les années 1970. Pour pérenniser leur accès aux réserves, les IOC s'orientent souvent vers des partenariats avec les NOC en tirant parti de leurs capacités à maîtriser des techniques de pointe et à faire preuve d'innovation.

La coopération entre compagnies privées et compagnies nationales sera un facteur clé pour ajuster les mises en production des réserves à la croissance de la demande de gaz naturel et investir au juste moment.

Tant l'Europe que l'Asie du Sud-Est dépendent, pour leurs importations, d'un petit nombre de pays producteurs majeurs (Russie, Algérie, Qatar, pour l'Europe, Indonésie, Brunei, Qatar et, bientôt, l'Australie, pour l'Asie).

Le GECF (*Gaz Exporting Countries Forum*), organisation regroupant les grands pays producteurs de gaz, s'est mis en place au cours des dernières années. Depuis la chute récente des prix sur les marchés, il cherche à s'organiser afin de mieux maîtriser les niveaux de prix du gaz. La diversité des marchés gaziers et la divergence des intérêts rendent improbables la transformation du GECF en un cartel analogue à l'OPEP.

L'économie du gaz naturel se distingue de celle du pétrole par des coûts de transport, de stockage et de distribution plus élevés

Les maillons transport, stockage et distribution de gaz naturel représentent, en moyenne, de l'ordre de 70 % du coût total de la chaîne gazière :

- ✓ alors que pour le pétrole, le coût de transport n'intervient que pour moins de 5 % du prix final, pour le gaz naturel, celui-ci représente environ 20 % du coût du gaz livré à la frontière du pays de consommation ;
- ✓ le coût du stockage permettant d'assurer la couverture du pic hivernal de la demande représente environ 10 % du prix du gaz livré ;
- ✓ pour les petits clients (particuliers, commerces), les coûts de distribution et de commercialisation représentent environ 40 % du prix du gaz livré au compteur (cf. le tableau 1).

Du point de vue économique, le transport de gaz naturel liquéfié (GNL) présente un coût d'investissement initial (essentiellement pour la construction de l'unité de liquéfaction) nettement plus élevé que la construction d'un gazoduc ; il ne devient plus intéressant que ce dernier qu'à la condition que les distances à parcourir soient supérieures à 2 000 km.

Au-delà de cet aspect économique, le GNL présente souvent des atouts complémentaires :

- ✓ il permet d'éviter les problèmes politiques liés au passage des gazoducs à travers le territoire de pays tiers (cf. la crise russo-ukrainienne) ;
- ✓ il permet de modifier les destinations du GNL produit par une unité de liquéfaction donnée, qui est ainsi en mesure d'aller chercher les zones de consommation les plus rémunératrices.

Le développement des flux de gaz naturel entre les régions du monde : le rôle clé du GNL

Un commerce intra-régional et interrégional

Du fait de son coût de transport, le commerce de gaz naturel a d'abord porté sur des distances limitées. Il s'est peu à peu développé au sein des grandes régions économiques (Amérique du Nord, Europe, Asie, Amérique du Sud), puis, d'une manière encore limitée, entre grandes régions du monde (Bassin Atlantique, Bassin Pacifique).

	Pétrole	Gaz naturel	Électricité
Transport	facile (tankers) : peu coûteux → commerce mondial	possible (coûteux) → commerce par continent	difficile (non-rentable si l'on dépasse quelques centaines de km) → commerce par pays
Stockage	facile stockage fait chez les utilisateurs finaux	stockage souterrain possible à grande échelle (avant distribution), si la géologie le permet	très difficile énergie de réseau
Distribution	transport routier + réseau limité de points de vente	réseau avec un point de livraison par client (investissement initial important, coût de maintenance)	réseau (idem que pour le gaz)

Tableau 1 : En matière de transport, de stockage et de distribution, le gaz naturel occupe une position intermédiaire entre le pétrole et l'électricité.

Selon *Cedigaz*, le commerce international de gaz a représenté 31,7 % de la production commercialisée en 2008 (à comparer à 13,5 % en 1985).

Le GNL joue un rôle essentiel dans la mondialisation des échanges. Le commerce du GNL a quasiment doublé en 20 ans, pour atteindre 7,4 % des volumes de gaz commercialisés en 2008. Il a représenté 13 % des échanges interrégionaux en 2007 et il pourrait atteindre 26 % de ces échanges en 2030, selon le scénario de référence de l'Agence Internationale de l'Énergie.

L'essentiel du commerce de GNL est basé sur des contrats à long terme (LT). Toutefois, une part croissante (1/5^e, en 2007) fait l'objet de transactions de court terme établies sur la base d'arbitrages entre destinations, en fonction des prix.

Toutefois, si la part du commerce international augmente, la situation en matière d'importations peut être très contrastée : les États-Unis, la Russie et l'Iran sont les plus grands producteurs, mais aussi les plus gros consommateurs de gaz.

L'Europe et l'Asie (OCDE) sont dans une situation inverse :
 ✓ l'Europe (OCDE) et l'Asie (OCDE) sont déjà très dépendantes des importations (plus de 50 % de la demande européenne doivent être couverts en recourant aux importations) et cette dépendance va s'accroître au cours des décennies à venir ;

✓ l'essentiel des besoins de l'Europe devrait être couvert par l'accroissement des importations en provenance de la Russie, de l'Afrique du Nord, de la zone caspienne et du Moyen-Orient.

Une question de court terme : les surcapacités de production

Pour faire face à la croissance de la demande constatée (et prévue) avant la crise financière de 2008, d'importants investissements ont été engagés dans la production de GNL (notamment par le Qatar) et dans la production de gaz naturel (particulièrement dans celle de gaz non-conventionnel aux États-Unis).

Ces capacités de production arrivent sur le marché au moment où survient la pire crise économique que le monde ait connue depuis 1929, entraînant avec elle une

réduction historique de la demande d'énergie, et en particulier de gaz naturel (-3 % en 2009 par rapport à 2008, dans le monde).

Ainsi, on peut estimer qu'il existe une surcapacité potentielle de production de gaz (1) naturel d'environ 100 milliards de mètres-cubes/an (bcm/an), pour les deux années 2010 et 2011.

La réduction de la demande résultant de cette surcapacité potentielle a entraîné une baisse des prix sur les marchés du gaz. Les prix constatés sur les marchés (Amérique du Nord, places européennes, prix spot du GNL) remonteront, une fois que cette « bulle de gaz » aura été réduite.

Le retour de la croissance de la demande (notamment des pays émergents) et le déclin naturel des champs gaziers actuellement en production devraient conduire rapidement à la résorption de ces surcapacités de production.

Les problèmes structurels du marché du gaz naturel

Le type d'échange entre producteurs et consommateurs : des contrats LT indexés sur les produits pétroliers, en Asie et sur le continent européen VS des marchés de court terme, sur les marchés nord-américain et britannique.

Trois types d'organisation des marchés du gaz coexistent : le marché nord-américain (avec celui du Royaume-Uni), le marché européen continental et le marché asiatique :

✓ Le marché nord-américain se caractérise par une quasi-autosuffisance et une faible concentration de l'offre assurée par plusieurs milliers de producteurs de gaz naturel approvisionnant un marché mature et déjà largement interconnecté (dont les besoins d'investissements en nouvelles infrastructures sont, par conséquent, faibles). De ce fait, l'offre peut facilement être mise en concurrence sur une base court terme et les échanges se font par le biais de marchés organisés « liquides », sur des échéances réduites (de 1 à 3 ans) ;

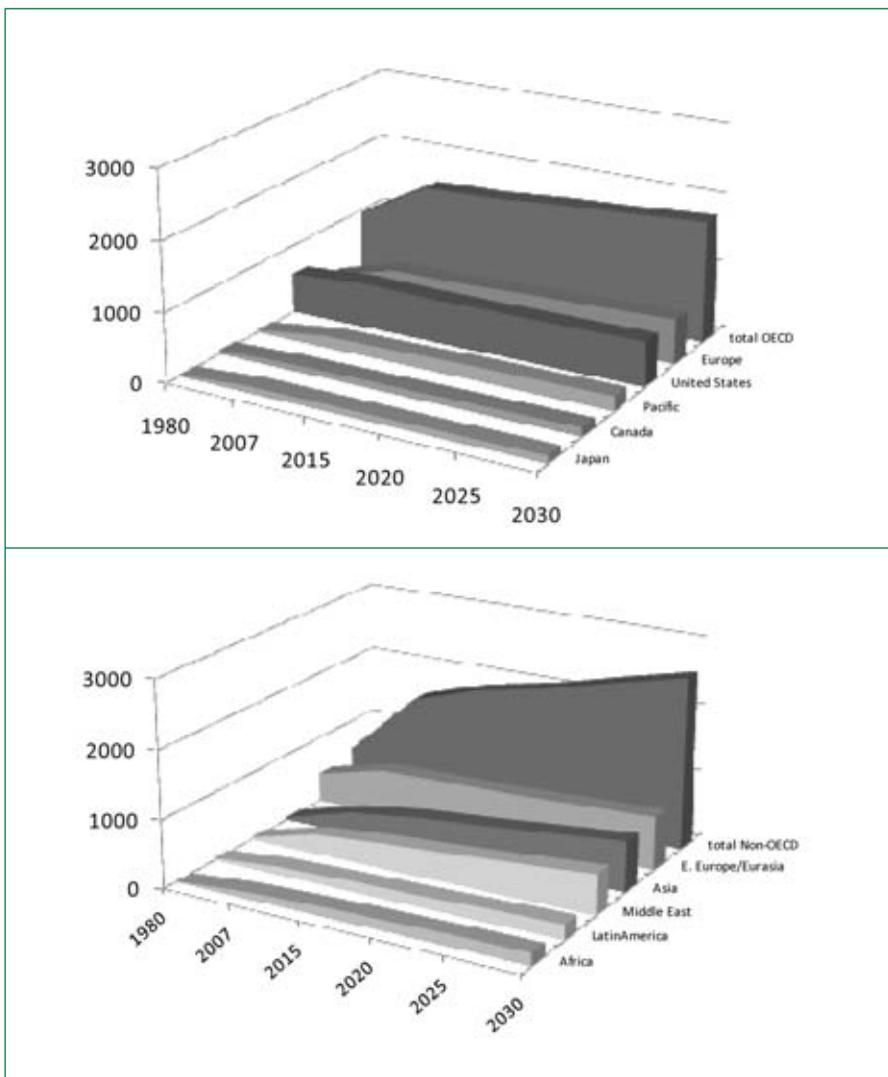


Figure 7 : Prévisions de consommation de gaz naturel (en bcm) par région (AIE scénario de référence).

- ✓ Le marché européen importe 50 % de sa consommation d'un nombre limité de pays producteurs (la Russie fournissant la moitié des importations européennes) et il devra encore augmenter ses importations au fur et à mesure que sa production intérieure déclinera.

L'approvisionnement en gaz naturel du continent européen repose à 80 % sur des contrats de long terme (atteignant parfois les 20 ans) indexés sur les produits pétroliers et négociés sur la base d'une référence à la quantité accessible sur les marchés visés. Ces contrats apparaissent encore nécessaires afin de disposer d'une sécurité d'approvisionnement à long terme, d'équilibrer les pouvoirs de marché des pays exportateurs et de financer la construction de nouvelles chaînes d'approvisionnement. Ils constituent un partage des risques entre l'exportateur (qui se voit assuré d'un débouché pour sa production) et l'importateur (qui acquitte un prix compétitif par rapport aux énergies alternatives).

Les marchés organisés de court terme sont en cours de développement en différents nœuds européens, mais ils sont restés des marchés d'équilibrage au cours des dernières années.

- ✓ Le marché asiatique, essentiellement centré sur le Nord-Est du continent (Japon, Corée du Sud et Taiwan), s'est

construit sur le modèle du Japon (premier importateur mondial de GNL), qui a développé ses importations sur la base de contrats de long terme indexés sur le prix du pétrole brut. Les marchés émergents asiatiques (Chine, Inde) ont également retenu ce type de contrat pour le lancement de leurs approvisionnements en GNL.

Néanmoins, la crise économique actuelle pourrait favoriser tant en Europe qu'en Asie le report de transactions vers les marchés organisés, où les prix sont (provisoirement) significativement inférieurs à ceux des contrats de long terme.

Compétition entre l'Europe et l'Asie pour l'accès aux ressources

Si les situations sont apparemment différentes entre Europe au marché mature, avec des perspectives de croissance de consommation faible et une production en déclin régulier, et une Asie aux besoins rapidement croissant en énergie et en matières premières, les progressions de leurs importations devraient néanmoins suivre à peu près le même rythme.

Le scénario de référence de l'AIE prévoit ainsi que les importations de l'Europe augmenteraient de 178 bcm entre

2007 et 2030, alors que la Chine, l'Inde et la zone OCDE de l'Asie augmenteraient les leurs de 181 bcm.

Ainsi, plusieurs projets visent à développer les exportations des pays d'Asie Centrale ou de la Russie vers l'Europe *via* la Turquie, mais aussi vers la Chine (à l'Est), vers l'Inde et le Pakistan (au Sud). Ces régions sont également en concurrence sur l'accès aux ressources gazières du Moyen-Orient.

Ces projets répondent à une logique autant économique que géopolitique mettant en concurrence entre eux non seulement l'Europe, la Chine et l'Inde, mais aussi la Russie et l'Iran, qui tentent d'intermédiaire eux-mêmes le gaz de la zone caspienne.

La question de la sécurité des approvisionnements de l'Europe

Les pouvoirs publics européens se sont consacrés pendant plus de dix ans à mettre en place un marché européen du gaz naturel en prenant pour modèle les marchés nord-américain ou anglais, sans vraiment prendre en compte la question de la sécurité de leurs approvisionnements.

Avec les perspectives de dépendance gazière croissante de l'Union européenne vis-à-vis des pays tiers et le caractère révélateur de la crise russo-ukrainienne survenue au début de 2009, la Commission européenne a remis dans ses priorités la réflexion sur la sécurité des approvisionnements gaziers de l'Europe. Elle prépare un règlement visant à accroître la maîtrise des risques liés à une rupture d'approvisionnement. Ce projet de règlement renforce le processus communautaire de gestion en urgence des crises d'approvisionnement et il demande aux États membres de mettre en place un dispositif d'analyse des risques de défaillance des approvisionnements et d'être en mesure de répondre à certaines situations exceptionnellement difficiles.

Il faudra veiller à ne pas cumuler les obligations de niveau européen et les exigences propres aux États

membres, car si la sécurité a un coût, la « sur-sécurité » se ferait au détriment du consommateur et du développement du gaz, au profit des autres énergies fossiles.

Enfin, force est de constater que les règles actuelles de fonctionnement du marché rendent plus difficile le développement de nouvelles chaînes d'approvisionnement.

Le gaz naturel : une énergie encore en devenir

Le gaz naturel est l'énergie fossile la plus respectueuse de l'environnement, celle dont les réserves sont abondantes et pour laquelle il existe de nombreuses technologies pouvant encore élargir le champ de sa production, de son transport et de son utilisation, que ces technologies existent déjà (le gaz naturel véhicule, la micro-cogénération, *Gas To Liquid*) ou qu'elles soient encore à l'étude (chimie des oléfines, exploitation des hydrates de méthane).

Si tous les pays ne disposent pas de cette ressource, l'exemple passé de l'Europe (en particulier, celui de la France) montre que l'approvisionnement peut totalement reposer sur des importations, tout en assurant aux clients une garantie de fourniture jamais mise en défaut.

A minima, pendant la première moitié du XXI^e siècle, le gaz naturel sera une ressource indispensable à la satisfaction de la demande énergétique et à la maîtrise des émissions de gaz carbonique, grâce à ses qualités environnementales propres, à la possibilité d'associer son utilisation à celle d'énergies renouvelables ou encore à un recours aux techniques de capture et de séquestration du carbone.

Notes

* Directeur général adjoint de GDF-Suez, en charge de la branche Global Gaz et GNL.

(1) Quantité théorique.