

L'évolution récente des marchés internationaux du gaz naturel

Document provisoire

A paraître dans la *Revue de l'Energie*, novembre-décembre 2005

Jean-Pierre Angelier

Professeur à la Faculté *Economie, Stratégies, Entreprise*, Université de Grenoble.

Octobre 2005

Au fil des quatre dernières années, la place du gaz naturel dans le bilan énergétique mondial s'effrite légèrement, passant d'un maximum de 24,7% atteint en 2000 à 23,7% en 2004. Ce recul est certes faible ; il traduit simplement le fait que la demande de gaz naturel continue à croître, mais à un rythme un peu plus lent (+ 2,5% par an entre 2000 et 2004) que celui de l'ensemble des consommations d'énergie (+ 4,0%). Ce constat n'est pourtant pas celui que l'on attend généralement d'un gaz naturel dont la demande devrait croître plus rapidement que celle des combustibles concurrents, du fait de ses qualités : propreté et souplesse d'utilisation, combustion non polluante, importance des réserves et localisation géopolitique plus favorable que le pétrole. A titre d'exemple, le scénario de base du *World Energy Outlook 2004* de l'Agence Internationale de l'Energie table, pour la période 2001-2025, sur un rythme de croissance de l'offre de gaz de 2,2% par an, contre 1,9% par an pour le pétrole et 1,6% par an pour le charbon ; la croissance de l'offre de gaz prenant la forme d'un vif développement des échanges de GNL.

Tableau 1 : Le gaz naturel dans la consommation mondiale d'énergie en 2000 et 2004, par grandes régions de consommation

| | | Consommations (en Mtep) | | Part dans la demande mondiale en 2004 (en %) | Taux annuel moyen de variation 2004/2000 (en %) |
|---------------------------|-----------------------|----------------------------|---------|--|---|
| | | 2000 | 2004 | | |
| Amérique du Nord | Gaz naturel | 691,0 | 705,9 | 29,2% | + 0,5% |
| | Ensemble des énergies | 2637,8 | 2784,4 | 27,2% | + 1,4% |
| Union Européenne à 25 | Gaz naturel | 375,1 | 416,5 | 17,2% | + 2,7% |
| | Ensemble des énergies | 1602,1 | 1702,9 | 16,7% | + 1,5% |
| Ancienne Union Soviétique | Gaz naturel | 493,4 | 534,0 | 22,1% | + 2,0% |
| | Ensemble des énergies | 917,5 | 1002,0 | 9,8% | + 2,2% |
| Asie Pacifique | Gaz naturel | 260,3 | 330,9 | 13,7% | + 6,2% |
| | Ensemble des énergies | 2164,0 | 3198,8 | 31,3% | + 10,3% |
| Reste du monde | Gaz naturel | 344,2 | 433,1 | 17,9% | + 5,9% |
| | Ensemble des énergies | 1431,0 | 1536,3 | 15,0% | + 1,8% |
| Ensemble du monde | Gaz naturel | 2164,0 | 2420,4 | 100% | + 2,5% |
| | Ensemble des énergies | 8752,4 | 10224,4 | 100% | + 4,0% |

Source : *BP Statistical Review of World Energy, June 2001 et June 2005.*

De fait, les avantages attribués au gaz naturel correspondent au seul point de vue du consommateur. Ces avantages ne sont pas partagés par le producteur dont l'optique est différente. Pour lui, deux facteurs s'opposent à une expansion plus rapide de l'offre de gaz : une libéralisation des marchés quelque peu prématurée qui ne rassure pas toujours les offreurs ; et une rente gazière bien faible par rapport à la rente pétrolière, ce qui dissuade les producteurs disposant de ces deux hydrocarbures de s'engager plus amplement dans l'exploitation de leurs productions gazières.

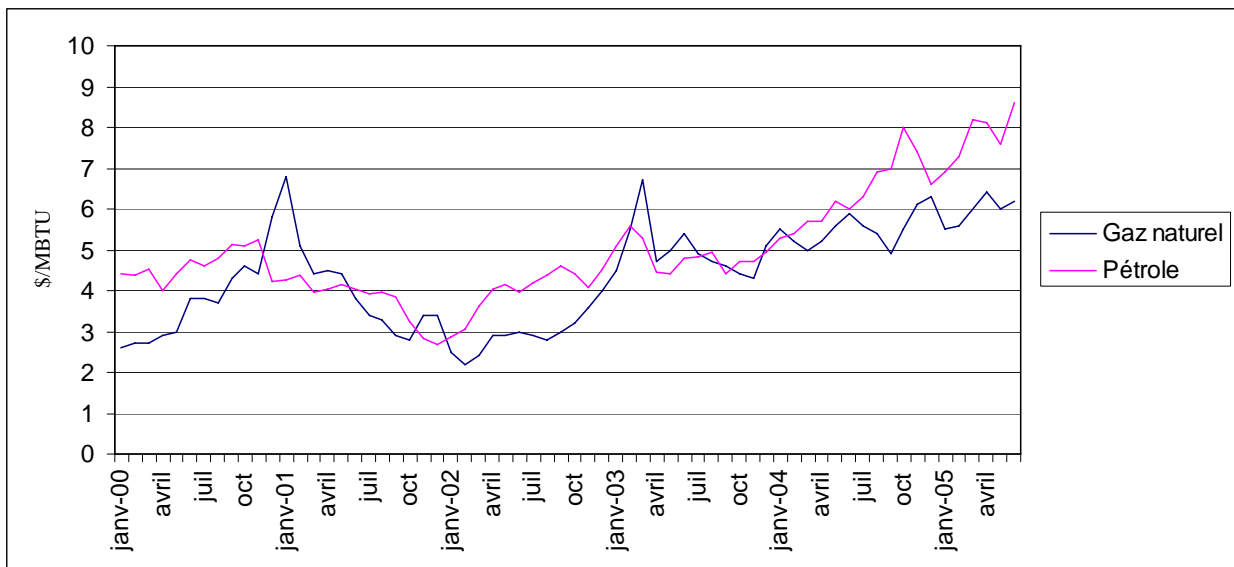
Nous présenterons, pour chacune des grandes régions du monde, l'évolution du bilan gazier au cours des quatre années écoulées.

Le marché nord américain

Les trois grands pays d'Amérique du Nord forment le plus grand marché gazier du monde avec une consommation de 705,9 milliards de m³ en 2004, soit 29% de la demande mondiale. Cette consommation stagne. En 2004, les seuls Etats-Unis consomment 647 milliards de m³, la production locale couvrant 84% des besoins, le solde (102 Gm³) provenant du Canada. Les Etats-Unis livrent 11 Gm³ au Mexique qui est importateur net depuis 1996. Les réserves américaines s'épuisent (il reste pour 10 ans de production) et la région peine à trouver de nouveaux fournisseurs.

En 2003, le prix du gaz naturel aux Etats-Unis est passé au-dessus de 5\$/MBTU, la barre des 6\$/MBTU est franchie en 2005. Ce prix élevé du gaz en freine la demande mais ne constitue pas une incitation suffisante à un accroissement d'une l'offre domestique désormais limitée pour des raisons géologiques.

Graphique 1 : Prix « tête de puits » du gaz naturel et du pétrole aux Etats-Unis, 2000-2005 (\$/MBTU)



Source : US Energy Information Administration, DOE, 2005.

De sorte que les Etats-Unis doivent recourir à des importations d'origines plus lointaines, sous forme de gaz naturel liquéfié, s'ils veulent faire face à une augmentation de leur demande domestique. La chaîne de transport du GNL reste toujours coûteuse (on l'estime compétitive pour un prix de marché supérieur à 4 \$/MBTU, ce qui est désormais le cas), même si des réductions de coûts de l'ordre de 20% ont pu être réalisées au cours des dix dernières années.

Les quatre usines de regazéification actives aux Etats-Unis représentent un potentiel d'importation de 35 milliards de m³, les extensions en cours devant porter cette capacité à 45 Gm³ en 2006, puis à 60 Gm³ en 2010. Et trois douzaines de projets complémentaires sont à l'étude, pour des échéances plus lointaines. De quoi assurer des fournitures permettant de couvrir une croissance soutenue de la consommation de gaz de la région. Mais le goulet d'étranglement au développement de l'approvisionnement américain en GNL ne réside pas dans une capacité de réception limitée : il tient à l'insuffisance de l'offre. Ainsi, en 2004, les

capacités américaines de regazéification sont utilisées seulement à la moitié de leur potentiel. Et l'on retrouve à l'échelle internationale ce déséquilibre, cette insuffisance des installations de liquéfaction : en 2004, les capacités mondiales de liquéfaction s'élèvent à 170 milliards de m³ seulement pour des capacités de regazéification de 430 milliards de m³. Les producteurs hésitent ou tardent à développer leurs usines de liquéfaction. On peut se demander si les contrats gaziers à long terme et à prix indexés sur ceux du pétrole ne constitueraient pas la modalité la plus adaptée au développement des échanges de GNL, seule modalité garantissant une bonne rentabilité pour les lourds capitaux devant être engagés dans les actifs spécifiques à cette chaîne de transport, garantie vivement souhaitée en particulier par les offreurs. Alors que le marché libre tel qu'il fonctionne en Amérique du Nord depuis les années soixante dix a entraîné une baisse des prix qui a eu pour effet d'arrêter net tous les projets de GNL concernant la région, les offreurs ne trouvant pas leur compte dans cette organisation du marché. Ainsi, en l'état actuel des choses, imaginer un marché libre du GNL sur l'Atlantique Nord, ce que d'aucuns se plaisent à appeler de leurs vœux, marché sur lequel les pays d'Amérique du Nord viendrait s'approvisionner largement, paraît une vision bien optimiste, en tout cas prématurée.

Tableau 2 : Bilan gazier de l'Amérique du Nord en 2004 (en Gm³)

| | Réserves | Production | Consommation |
|------------|----------|------------|--------------|
| Canada | 1600 | 182,8 | 89,5 |
| Etats-Unis | 5290 | 542,9 | 646,7 |
| Mexique | 420 | 37,1 | 48,2 |

Source : BP Statistical Review of World Energy, June 2005.

L'Union Européenne élargie

Le marché européen du gaz regroupe désormais 25 pays qui consomment 416,5 Gm³, soit 17% du marché mondial. La production des 25 pays membres de l'UE s'élève à 227 Gm³, les importations nettes à 266 Gm³. Russie, Norvège et Algérie sont les principaux fournisseurs extérieurs ; Nigeria, Qatar et Libye complétant cet approvisionnement. Avec l'épuisement des réserves britanniques de gaz (la Grande Bretagne est le premier producteur de l'Union Européenne), la dépendance de la région à l'égard des importations, déjà forte, se creuse encore. Mais malgré cette dépendance, malgré des prix relativement élevés, la demande européenne de gaz croît de 2,7% par an, presque deux fois plus vite que l'ensemble de la consommation d'énergie de la région.

La Commission Européenne est déterminée à accélérer l'ouverture à la concurrence du marché gazier régional : tous les consommateurs professionnels (ils représentent environ 70% de la demande) sont désormais libres de choisir leurs fournisseurs, alors que jusque là, ils étaient tenus de s'approvisionner auprès d'un monopole national public. Mais les structures industrielles gazières telles qu'elles existent et telles qu'elles se transforment sous le jeu de la concurrence ne semblent pas des plus favorables à l'exercice d'une véritable concurrence. Un premier obstacle au jeu de cette concurrence réside dans le fait que pour l'essentiel, les achats de gaz de la région sont toujours effectués dans le cadre de contrats de long terme avec obligation d'enlèvement (clause *take or pay*), clause de destination (l'acheteur ne peut écouler le gaz dans un autre pays que celui stipulé par le contrat), prix indexés sur ceux des produits pétroliers de substitution. Du fait de ces caractéristiques contractuelles, les fournisseurs ne sont pas en situation de se concurrencer effectivement.

Tableau 3 : Bilan gazier des principaux pays de l'Union Européenne à 25, 2004 (en Gm³)

| Réserves | Production | Consommation | Fournisseurs extérieurs |
|-----------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|
| Grande-Bretagne : 590 | Grande-Bretagne : 95,9 | Grande-Bretagne : 98,0 | Russie : 124 |
| Pays-Bas : 1490 | Pays-Bas : 68,8 | Allemagne : 85,9 | Norvège : 75 |
| Allemagne : 200 | Allemagne : 16,4 | Italie : 73,3 | Algérie : 52 |
| Italie : 170 | Italie : 13,0 | France : 44,7 | Nigeria : 11 |
| Danemark : 90 | Danemark : 9,4 | Pays-Bas : 43,5 | Qatar : 4 |
| | | Nouveaux membres : 48 | |

Source : BP Statistical Review of World Energy, June 2005. Et : CRE, Rapport d'activité 2004.

Autre obstacle : les fournisseurs sont très concentrés (Gazprom, Statoil, Gasunie et Sonatrach représentent l'essentiel de l'offre), les transporteurs également (E.ON-Ruhrgas, Gaz de France, SNAM, Enagas, Centrica), et les distributeurs jouissent toujours d'une position de monopole local de fait. Etant donnée une telle concentration, le marché européen ne peut se passer d'aucun de ses fournisseurs ; et tous ces industriels puissants n'ont pas intérêt à se risquer à une concurrence dans laquelle aucun ne serait en mesure d'améliorer significativement son positionnement concurrentiel, dans laquelle tous auraient à perdre.

Autre obstacle encore : le réseau gazier européen est établi selon une architecture arborescente construite pour amener le gaz d'un petit nombre de producteurs vers un grand nombre de consommateurs ; pour que la concurrence joue, pour que les demandeurs puissent mettre en concurrence les offreurs, il faudrait que le réseau soit maillé.

De fait, en 2004 en Europe, seul le marché gazier du Royaume-Uni est véritablement concurrentiel. Un marché spot du gaz naturel existe aussi en Belgique, localisé à Zeebrugge, mais sur lequel les quantités échangées sont encore symboliques. Un gazoduc relie le *hub* gazier belge au réseau anglais, l'Interconnector, d'une capacité de 8,5 Gm³ en 2004, qui atteindra 24 Gm³ en décembre 2006. L'embryon d'une concurrence est là.

Quoi qu'il en soit, pour assurer son équilibre gazier, le Royaume-Uni compte plus sur les contrats d'approvisionnement traditionnels de long terme que sur le jeu de la concurrence. Des contrats sont ainsi passés avec la Norvège, les Pays-Bas, la Russie (fournitures à partir de gazoduc) ; et aussi des contrats d'approvisionnement en GNL : un terminal est en construction à l'embouchure de la Tamise (Isle of Grain, financé par BP et Sonatrach ; d'une capacité de 5 Gm³, il reçoit du gaz algérien depuis 2005). Deux autres sont en construction à Milford Haven (26 Gm³), financés par Centrica pour l'un, Qatar Petroleum et ExxonMobil pour l'autre, qui pourront recevoir du gaz de Malaisie (6 Gm³) dès 2007 et de Qatar à partir de 2008.

On peut se demander si l'ouverture à la concurrence, processus qui devrait aboutir à abaisser le prix du gaz rendu au consommateur final, n'est pas prématurée sur un marché gazier européen en forte croissance, où des investissements massifs à longs délais de récupération attendent pour être financés.

L'ancienne Union Soviétique

L'ex-URSS représente 22% de la consommation mondiale de gaz naturel (534 Gm³) en 2004 et 27% de la production (718 Gm³). La Russie est le premier pays gazier au monde par ses réserves (27% des réserves mondiales), par sa production, par ses exportations. Dans cette région, la consommation de gaz croît au rythme annuel de 2%.

Les prix sur le marché intérieur russe sont très bas, de l'ordre de \$1/MBTU ; ils ne couvrent pas les coûts. Gazprom (contrôlée par l'Etat, elle produit les neuf dixièmes du gaz russe et en détient le monopole d'exportation) doit donc chercher sur les marchés

d'exportation les recettes nécessaires pour financer les dépenses d'exploration, développement, production et transport relatives à ses énormes réserves gazières. L'Europe est le débouché solvable naturel du gaz russe. Pour que l'ouverture à la concurrence chez ses voisins occidentaux ne fragilise pas sa position, Gazprom prend des participations en aval dans le capital des anciens monopoles publics gaziers d'Europe de l'Est, en Estonie, Lettonie, Lituanie, Ukraine, Biélorussie, Slovaquie, Roumanie, Bulgarie ; et aussi en Allemagne (Wingas est une filiale commune Wintershall-Gazprom), en Norvège (des participations croisées sont échangées entre Statoil et Gazprom sur un projet de GNL). Gazprom ouvre aussi son capital (6,5%) à l'électricien-gazier allemand E.ON. Le monopole public russe conforte ainsi sa situation de fournisseur privilégié de l'Europe.

Tableau 4 : Bilan gazier des principaux pays de l'ex-URSS, 2004 (en Gm³)

| | Réserves | Production | Consommation |
|--------------|----------|------------|--------------|
| Azerbaïdjan | 1370 | 4,6 | 8,5 |
| Kazakhstan | 3000 | 18,5 | 15,2 |
| Russie | 48000 | 589,1 | 402,1 |
| Ouzbékistan | 1860 | 55,8 | 49,3 |
| Turkménistan | 2900 | 54,6 | 15,5 |
| Ukraine | 590 | 18,3 | 70,7 |

Source : BP Statistical Review of World Energy, June 2005.

Gazprom cherche aussi de nouveaux marchés : les installations gazières de Sakhaline I (développées par ExxonMobil et par des électriciens japonais) et Sakhaline II (Shell, Mitsui, Diamond Gas) devraient permettre d'exporter du GNL vers le Japon dès 2005 et plus tard vers la Chine ; le Blue Stream Pipeline pourrait livrer 16 Gm³ de gaz russe à la Turquie dès 2007 ; des protocoles d'accords sont signés pour l'établissement d'un gazoduc de 4900 km qui mènerait le gaz du gisement de Kovitka (situé en Sibérie orientale, dans la région d'Irkoutsk, c'est le plus grand gisement gazier non exploité de Russie, disposant de 1900 Gm³ de réserves) vers la Chine et la Corée du Sud (30 Gm³). Mais la réalité de ces intentions est délicate à apprécier : ces projets sont-ils fermes, à quelle échéance verront-ils le jour ? Car il semble que deux freins risquent de s'opposer à un libre développement de l'exploitation des réserves gazières russes.

La gouvernance qui préside au fonctionnement de l'économie russe ne donne pas toutes les garanties souhaitables aux industriels tentés d'investir dans le secteur gazier ; les entreprises occidentales, en particulier, hésitent à s'engager dans ce secteur, malgré l'attrait des fabuleuses réserves qu'il recèle. Mikhaïl Khodorkovski, président de l'entreprise pétrolière Yukos, est arrêté et remplacé par un ancien du KGB ; l'entreprise Yuganskaneftegaz passe sous le contrôle d'un autre ancien du KGB, proche lui aussi du président Poutine ; les livraisons de gaz à la Biélorussie sont brutalement suspendues en janvier 2004, au mépris de toute pratique commerciale normale ; une menace plane depuis la fin de l'année 2004 sur la *joint venture* Tyumen Oil Company – BP au sujet de sa licence d'exploitation du gisement de Kovitka (Gazprom menace d'évincer cette entreprise et de recueillir sans contrepartie les fruits de son travail) ; tout cela n'est pas pour rassurer les investisseurs potentiels et illustre dans le cas de l'industrie gazière ce qui caractérise l'ensemble de l'économie russe : une gouvernance peu fiable, peu favorable à la bonne marche des affaires.

On remarque également que Gazprom est en train de faire passer progressivement l'ensemble de l'industrie pétrolière russe dans son giron : elle prend le contrôle de Sibneft (15% de la production russe de pétrole) en septembre 2005, après avoir mis la main sur Yukos et Rosneft (15% de la production de pétrole du pays également). Etant donné que, pour une

même quantité d'hydrocarbures produits et exportés, la rente pétrolière est environ deux fois et demi plus importante que la rente gazière, on peut craindre que la stratégie d'une Gazprom devenue autant pétrolière que gazière ne délaisse quelque peu les investissements de développement gaziers au profit d'investissements pétroliers plus lucratifs.

La région Asie-Pacifique

La région Asie-Pacifique représente, avec une consommation de 331 Gm³, 14% du marché mondial, demande qui croît au rythme très élevé de 6,2% par an. Le profil gazier de la région est hétérogène puisqu'elle regroupe des importateurs nets, des exportateurs nets, et des auto consommateurs.

Tableau 5 : Bilan gazier des principaux pays de la région Asie-Pacifique, 2004 (en Gm³)

| | <i>Réserves</i> | <i>Production</i> | <i>Consommation</i> |
|--------------|-----------------|-------------------|---------------------|
| Australie | 2460 | 35,2 | 24,5 |
| Chine | 2230 | 40,8 | 39,0 |
| Corée du Sud | - | - | 31,6 |
| Inde | 920 | 29,4 | 32,1 |
| Indonésie | 2560 | 73,3 | 33,7 |
| Japon | - | - | 72,2 |
| Malaisie | 2460 | 53,9 | 33,2 |
| Thaïlande | 430 | 20,3 | 28,7 |

Source : *BP Statistical Review of World Energy, June 2005.*

Le Japon, totalement dépourvu de ressources gazières nationales, est le premier pays à avoir choisi de développer l'usage du gaz naturel en basant son approvisionnement sur des importations massives de GNL ; gaz en provenance du Moyen Orient, et aussi de la propre région (Indonésie, Brunei, Australie). Depuis 2000, la consommation japonaise s'est réduite de 6%. La Corée du Sud a suivi l'exemple du Japon et constitue l'autre importateur majeur de GNL de la région, avec des achats qui augmentent fortement. Autre profil de bilan gazier national : les producteurs-exportateurs que sont l'Australie, Brunei, l'Indonésie et la Malaisie ; leurs consommations nationales croissent vivement, l'Australie seule augmentant ses exportations (deux nouvelles usines de liquéfaction sont entrées en fonction en 2004 dans ce pays).

Restent les très gros marchés potentiels que représentent la Chine, l'Inde, la Thaïlande, le Pakistan, le Bangladesh. Ces pays développent leur consommation de gaz sur la base de leurs productions nationales. Evoquer la Chine est incontournable, même si sa consommation de gaz est encore relativement modeste (à peine plus de 2% de sa consommation totale d'énergie). Mais les choses vont très vite dans ce pays : Petrochina n'a pas rencontré de difficultés pour lever les 18 milliards de dollars nécessaires à financer les travaux du grand gazoduc ouest-est qui permet d'amener 12 Gm³ de gaz naturel des gisements de Tarim jusqu'à Shanghai : l'ouvrage est opérationnel depuis octobre 2004. Il contribue à lui seul à accroître d'un tiers la consommation chinoise de gaz. Autre nouveauté dans la région : depuis janvier 2004, l'Inde reçoit dans le terminal de Dahej (6,5 Gm³ de capacité) du GNL en provenance de l'usine de liquéfaction de Ras Laffan au Qatar. Le pays se dotera en 2006 d'une nouvelle unité de regazéification (Kochi). Dans toute cette région, la demande de gaz est fortement tirée par la vive croissance économique.

Le reste du monde

Dans le reste du monde, la consommation de gaz naturel s'élève à 433 Gm³, soit 18% du marché mondial, demande en forte croissance (+ 6% par an sur les quatre dernières années). Les investissements destinés à augmenter l'offre de gaz naturel se multiplient, mais les capacités nouvelles tardent à devenir opérationnelles. Selon l'étude *World Energy Outlook 2004* de l'Agence Internationale de l'Energie, 200 milliards de dollars par an de dépenses d'exploration et de production de gaz naturel devraient être engagés chaque année entre 2004 et 2030 ; à quoi il convient d'ajouter 100 milliards de dollars par an dans le transport. Il semblerait que dans les pays disposant à la fois de ressources pétrolières et gazières, tous les efforts souhaitables ne soient pas consacrés à l'exploration, à la production et au transport du gaz naturel : le gaz procurant pour les mêmes dépenses une rente deux à trois fois plus faible que le pétrole, les efforts financiers sont plutôt orientés sur ce dernier, le gaz faisant figure de parent pauvre. Des nuances devant cependant être apportées à ce constat, pour des raisons techniques (lorsque le gaz est associé au pétrole, comme c'est le cas en Arabie Saoudite par exemple, les rythmes d'exploitation de ces deux hydrocarbures sont liés) ou politiques en particulier. Quoi qu'il en soit, les pays qui adoptent une stratégie volontariste de valorisation de leur patrimoine gazier sont ceux qui disposent essentiellement de gaz et de relativement peu de pétrole.

C'est tout d'abord le cas du Qatar, troisième pays au monde par ses réserves gazières mais producteur encore modeste, qui à travers ses deux entreprises gazières nationales et avec l'aide de sociétés occidentales (ExxonMobil est tout particulièrement engagée dans l'émirat), progresse rapidement vers la mise en production des monstrueux gisements marins de North Field. Un gazoduc devrait permettre des exportations de 20 Gm³ par an vers les Emirats Arabes Unis, à partir de 2006 (projet Dolphin) ; et les deux *joint ventures* qatari, Qatargas et Rasgas, exporteront du GNL vers l'Espagne, le Japon, la Corée du Sud (qui sont déjà clients pour une capacité de 21 Gm³), vers l'Inde (qui recevra désormais 6,5 milliards de m³ de gaz chaque année), et à plus longue échéance vers le Royaume-Uni et les Etats-Unis (la capacité d'exportation de l'émirat devant passer en tout à 83 Gm³ d'ici 2010). Le potentiel de croissance des exportations de l'émirat est important ; là encore, les contrats sont passés dans le cadre traditionnel du long terme.

L'Egypte est un autre pays gazier, modeste lui aussi, qui s'engage dans une valorisation volontariste de son potentiel gazier. Le gaz couvre la moitié de la consommation domestique d'énergie du pays. Le potentiel de production est important et de nombreux contrats d'exploration et de production dans le delta du Nil, en Méditerranée et dans le Sinai ont été signés. L'usine de liquéfaction de Damiette, exploitée par la Spanish Egyptian Gas Company, entre en production en décembre 2004 : elle livrera chaque année 7 milliards de m³ de gaz à l'Espagne et à l'Italie. Une autre usine, Idku, cofinancée par GDF et par British Gas, exportera du GNL vers la France et l'Italie à partir de 2005. Le pays exporte également vers la Jordanie, puis fournira en gaz Israël (1,2 Gm³ par an pour Israel Electric Corporation à partir de juillet 2006), la Syrie et le Liban, par un gazoduc opérationnel depuis juillet 2003 et progressivement allongé et agrandi. A plus long terme, l'Egypte exporterait du GNL vers les Etats-Unis. Toutes ces transactions se font dans le cadre de contrats traditionnels.

En Iran, second pays gazier par les réserves, la production couvre une importante demande interne en forte croissance, mais les exportations restent faibles malgré les sollicitations extérieures. Plusieurs contrats d'exploration ont toutefois été conclus (Total, Petronas) portant sur le monstrueux gisement gazier de South Pars. Les entreprises occidentales n'hésitent plus à investir en Iran, malgré les sanctions brandies par les Etats-Unis (une loi de 1995 menace de représailles les entreprises qui s'engageraient en Iran ou en Libye). Les projets en cours sont à échéance éloignée : des exportations vers la Chine (3,5 Gm³ par an sous forme de GNL seraient livrés à partir de 2008), vers la Turquie ; trois usines de GNL seraient exploitées en coopération avec British Gas, Total, Petronas, Shell, Repsol,

pour des exportations vers l'Inde, l'Extrême-Orient, l'Europe. Plus proche dans le temps, les installations permettant des livraisons de 3 Gm³ vers les Emirats Arabes Unis à partir de 2005 et de 3 Gm³ vers l'Arménie dès 2006 sont en cours de finalisation.

Tableau 6 : Réserves et production des principaux producteurs de gaz, reste du monde, en 2004

| Principaux pays pétroliers et gaziers | | Réserves prouvées, fin 2004 (en Gtep) | | Taux annuel moyen de variation de la production de gaz, 2000-2004 |
|---------------------------------------|---------------------|---------------------------------------|-------------|---|
| | | Pétrole | Gaz naturel | |
| Pays « pétroliers » | Venezuela | 11,1 | 3,8 | + 0,2% |
| | Koweït | 13,6 | 1,4 | + 0,3% |
| | Arabie Saoudite | 36,1 | 6,1 | + 6,5% |
| | Emirats Arabes Unis | 13,0 | 5,5 | + 4,5% |
| | Libye | 5,1 | 1,3 | + 6,5% |
| | Nigeria | 4,8 | 4,5 | + 13,1% |
| Pays « gaziers » | Norvège | 1,3 | 2,2 | + 12,0% |
| | Iran | 18,2 | 28,8 | + 9,2% |
| | Qatar | 2,0 | 23,2 | + 13,5% |
| | Algérie | 1,5 | 4,1 | - 0,7% |
| | Egypte | 0,5 | 1,7 | + 10,0% |
| Ensemble du monde | | 161,9 | 161,6 | + 2,6% |

Source : BP Statistical Review of World Energy, June 2005.

La Norvège, troisième exportateur mondial après la Russie et le Canada, accroît ses livraisons vers ses voisins du sud (75 Gm³), par gazoducs, compensant de la sorte pour l'Union Européenne la réduction de la production gazière britannique. Là, encore, les contrats traditionnels de long terme sont de rigueur.

En Algérie, le projet gazier intégré de Gassi Touil prend forme, qui portera les capacités d'exportation de GNL de 30 à 35 Gm³. Le pays vise un objectif de 85 Gm³ d'exportations en 2010.

Dans d'autres pays producteurs d'hydrocarbures, la détermination des pouvoirs publics à valoriser leur potentiel gazier est moins ferme : ce sont généralement des pays plutôt pétroliers que gaziers.

Au Venezuela, les réserves de gaz sont sous exploitées : le gaz y est en effet associé au pétrole et son rythme d'extraction dépend de celui du brut ; l'essentiel du gaz extrait est réinjecté ou consommé localement. Aucun projet notable ne se fait jour, qui traduirait une volonté du pays à s'engager sur les marchés internationaux du GNL ; il est vrai que le débouché naturel du gaz vénézuélien serait les Etats-Unis alors que les tensions politiques entre les deux pays ne poussent pas à la coopération.

Au Nigeria, après une forte croissance de la production et des exportations gazières en 2003, les activités stagnent, le pays étant affecté par de profonds troubles sociaux où l'opposition politique se plaît à prendre pour cible les firmes étrangères, Shell en particulier. L'entreprise nationale NLNG dispose d'une capacité de liquéfaction de 13 Gm³ à Bonny Island, qu'elle porterait, en coopération avec Shell, Total, Agip, à 23 Gm³ en 2005 et à 36 Gm³ en 2007, pour des exportations vers l'Europe et les Etats-Unis.

De ce rapide survol du potentiel de croissance de l'offre des principaux pays producteurs de gaz dans le reste du monde, il apparaît que le contrat d'exportation traditionnel de long terme reste la norme, par opposition à des offres sur un marché libre ; il apparaît

également que lorsque pétrole et gaz sont présents dans un même pays producteur, bien souvent, le développement du potentiel gazier en pâtit.

Conclusion

Au cours des quatre dernières années, la croissance de la consommation mondiale de gaz naturel est restée forte (+ 2,5% par an) mais moins soutenue que celle de l'ensemble des énergies (+ 4,0% par an), contrairement à ce que la plupart des observateurs attendaient. Au cours de cette période, à l'échelle mondiale, c'est la demande de charbon qui a connu la plus forte croissance (+ 6,6% par an), du fait de la région Asie Pacifique. Mais dans les autres régions, l'offre de gaz naturel n'a pas réussi à accompagner la forte croissance de la demande d'énergie. A cause de la lourdeur et de l'inertie caractérisant les investissements de développement de cette énergie, bien sûr. Mais c'est là une caractéristique que le gaz partage avec ses deux combustibles concurrents, pétrole et charbon, lorsque leurs capacités de production sont saturées, ce qui est le cas actuellement. Il faut alors chercher l'impossibilité relative du gaz à accompagner la croissance de la demande dans des caractéristiques qui lui sont propres : la concurrence ne semble pas être le mode de transaction le plus favorable à un marché gazier en croissance, les faits constatés dans les deux principaux marchés que sont l'Amérique du Nord et l'Union Européenne incitent à le penser ; par ailleurs, la faiblesse relative de la rente gazière par rapport à la rente pétrolière paraît bien limiter les investissements destinés au gaz dans les pays qui disposent à la fois de ces deux hydrocarbures et qui préfèrent investir dans le développement d'un pétrole bien plus lucratif.

Bibliographie

Angelier J.P. : « Le gaz naturel », in Ph. Chalmin, (sous la direction de) : *Cyclope, les marchés mondiaux 2005*, Economica, 2005, pp.510-521, 618p.

Chabrelie M-F : « Le futur du marché gazier mondial », *Gaz d'Aujourd'hui*, n°1, 2005, pp.25-28.

International Energy Agency : World Energy Outlook 2004, Paris, OECD, 2004, 578p.

International Energy Agency : Energy Policies for IEA Countries, Paris, OECD, 2004, 539p.

Le Brun S. : « Les défis du GNL », *Pétrole et Gaz Informations*, n°1778, sept-oct. 2005, pp.46-47.

Locatelli C. : « L'enjeu énergétique des relations entre la Chine et la Russie-Caspienne », *Revue de l'Energie*, n°563, janv-févr. 2005, pp.19-24.