



Le GNL : Instrument de flexibilisation du marché du gaz

La chaîne du gaz naturel liquéfié (GNL) est composée de cinq maillons principaux: l'exploration et la livraison du gaz vers un point d'exportation, la liquéfaction du gaz par moins 160 °C qui produit du GNL, sa livraison sur des tankers spéciaux, sa regazéification et la mise sur le marché dans le pays consommateur.

POURQUOI LIQUÉFIER LE GAZ NATUREL?

Le GNL permet d'explorer ou bien d'approvisionner des régions reculées, dépourvues en ressources gazières ou en pipelines, comme le Japon ou la Corée du Sud. Il permet aussi aux pays importateurs de diversifier leur panel de fournisseurs. Par contre, s'il facilite les négociations diplomatiques à propos de l'acheminement du gaz, il soulève d'autres problèmes concernant la sécurité des détroits (chokepoints). De leur côté, les environmentalistes soutiennent le GNL en tant qu'énergie verte, déjà prête à fonctionner. Daniel Yergin (*Foreign Affairs*, avril 2006) parle de «near-term technology» en opposition aux technologies qui en sont encore au stade de l'expérimentation, dont bon nombre d'énergies renouvelables.

D'autres facteurs importants jouant en faveur du GNL sont venus s'ajouter aux premiers comme la sécurité et l'interdépendance des énergies, l'épuisement des réserves énergétiques, l'augmentation du prix et de la demande de gaz, le désir des producteurs de «faire de l'argent» avec leur réserves de gaz ou la diminution des coûts de production du GNL. Pour les compagnies internationales, l'intérêt pour le GNL réside dans son rôle de levier qui leur permet d'accéder à des marchés où la concurrence des compagnies nationales est parfois rude comme la Russie, l'Iran, l'Angola, le Nigeria, l'Égypte et même l'Algérie. Peu de compagnies nationales sont capables à l'heure actuelle de construire des installations de liquéfaction sans la participation financière et/ou technologique des compagnies internationales (John Malone, *John S. Herold, Inc.*).

PRODUCTION ET COMMERCE SONT EN PLEIN ESSOR

Selon le DOE, la production mondiale de gaz aura quasiment doublé en 25 ans, passant de 53 billions de pieds cubes en 1980 à 95 billions en 2003. Pour le commerce du GNL, *Cedigaz* donne une estimation de 7,3% d'augmentation par an sur ces 10 dernières années. Le commerce de GNL représentait 22,2% des flux internationaux soit 123 millions de tonnes métriques (mt) en 2003, et selon *BP* 130 mt en 2004, exportés par 12 pays. Le DOE confirme que la quantité de gaz traversant les océans sous forme de GNL devrait tripler d'ici à 2020. La capacité de la flotte de tankers augmentant de 44% et les capacités de liquéfaction passant de 139 mt en 2003 à 197 mt vers 2007.

PAYS EXPORTATEURS

Le Bassin Pacifique couvrait à lui seul 60,47 mt, soit 47% des exportations en 2004. L'Indonésie, avec 24,45 mt représentant 18,8% des exportations mondiales, était alors le premier exportateur de GNL au monde. La Malaisie (20,21) se classait en deuxième position, puis venaient l'Australie (8,9), Brunei Darussalam (7), les États-unis (1,2) et éventuellement la Russie qui, semble-t-il, aurait commencé à livrer du GNL du champ de Stockman.

Le Moyen Orient représentait 29,6 mt, soit 23% des exportations. Le Qatar (17,57), qui se situait en quatrième position en 2004, a récemment annoncé qu'il était devenu le premier exportateur de GNL au monde. L'Oman (6,59) a développé ses capacités de liquéfaction mais ses réserves restent limitées. Les Émirats Arabes Unis (5,39) ont les cinquièmes plus importantes réserves de gaz au monde mais sont peu susceptibles de développer leurs capacités dans le futur à cause de leur consommation domestique.

Le Bassin Atlantique compte 38,66 mt, soit 30% des exportations et devrait plus que doubler ses capacités de liquéfaction d'ici à 2007. Il fournit essentiellement l'Europe et les États-Unis. L'Algérie (18,8) est le troisième exportateur de GNL au monde. Elle fut le premier pays à produire du GNL dès 1964. Viennent ensuite Trinidad et Tobago (10,21) avec un complexe flambant neuf et le marché américain en ligne de mire, suivis par le Nigeria (9,2). La Libye demeure un exportateur marginal (0,45), tandis que l'Égypte et la Norvège s'apprentent à faire une jolie entrée en scène.



DIRECTEURS
Albert LÉGAULT
Stéphane ROUSSEL
André LALIBERTÉ

Forum sur
la sécurité
et la défense

RÉSERVES ET PERSPECTIVES D'ICI 2010 (*LNG Observer*, mars-avril 2006)

Selon le DOE, les 12 exportateurs actuels de GNL ne possèdent que 28% des réserves de gaz de la planète. La Russie, l'Iran et le Qatar détiennent à eux trois plus de 50% des réserves mondiales de gaz naturel. La Russie, qui compte 31% des réserves, devrait produire 9,6 mt par an de GNL aux environs de 2008 (Sakhalin II). L'Iran représente un marché potentiel phénoménal. Avec respectivement 14,8% et 9,2% des réserves, l'Iran et le Qatar pourraient jouer le rôle de producteurs balanciers (*swing producers*) au Moyen Orient à la fois pour les États-Unis et l'Europe. Le Qatar (43,7 mt) et Trinidad et Tobago (6 mt) poursuivent leur expansion. La Bolivie prévoyait également de développer la production de GNL mais l'élection du populiste Evo Morales rend ses projets incertains.

Les projets de liquéfaction se multiplient. Le Nigeria qui se situe aujourd'hui au même niveau que l'Australie, prévoit d'ajouter 50 mt par an d'ici 2010. L'Australie se défend bien en termes de progression avec une capacité prévisionnelle de 9,2 mt par an et l'Égypte est bien placée avec 12,2 mt. L'Algérie continue son expansion (9,7), de même que l'Indonésie (7,6). En plus de la Russie, six autres pays entrent dans la course : le Venezuela (6,8), le Yémen (6,2), l'Angola (5), le Pérou (4,4), la Norvège (4) et la Guinée Équatoriale (3,4).

Bien que les chiffres de Chris Holmes diffèrent des premiers, puisqu'ils donnent plus d'importance aux capacités d'expansion du Moyen Orient, de l'Algérie, de Trinidad et Tobago et un peu moins à celle du Nigeria, son analyse confirme les tendances du moment. Selon une période de projection qui s'étend jusqu'en 2010, il indique que les capacités de production de GNL dans le Bassin Atlantique devraient passer de 58 à 100 mt, et celles du Moyen Orient de 40 à 87 mt. Le Qatar, le Nigeria, l'Égypte et Trinidad représenteraient à eux quatre 70 mt, soit les 3/4 des capacités supplémentaires (Chris Holmes, *OG*).

DEUX MARCHÉS

On peut diviser les pays importateurs de GNL en 2 marchés : le marché du Bassin Atlantique et celui du Bassin Pacifique, c'est à dire l'ancien et le nouveau marché. Le Bassin Pacifique inclut les pays en bordure du Pacifique et de l'Asie du Sud (dont l'Inde). Le Bassin Atlantique comprend l'Europe, l'Afrique du Nord et de l'Ouest et l'hémisphère ouest à l'exclusion de l'Alaska.

Le marché du Bassin Pacifique est apparu dans les années 1980-90 dans les pays asiatiques qui manquaient cruellement de ressources naturelles, tels que le Japon ou la Corée du Sud. Le GNL représentait alors une alternative au pétrole, l'objectif était de sécuriser les approvisionnements même à un coût relativement élevé. Le marché du Bassin Atlantique est apparu plus tard car, jusqu'au début des années 1990, grâce à leurs réserves domestiques ou à leurs importations via pipelines, ces pays avaient des approvisionnements abondants en gaz naturel.

Ce qui explique le fait que sur la période s'étalant de 1995 à 2003, le taux de croissance soit de 4,9% pour le Bassin Pacifique et de 12,5% pour le Bassin Atlantique.

LE BASSIN PACIFIQUE

Concernant le Bassin Pacifique, le Japon, avec ses 26 terminaux (3 de plus qu'en 2003), demeure de loin le principal importateur mondial de GNL. Le Japon (56,17 mt), la Corée du Sud (21,81 mt) et Taiwan (6,7 mt) représentaient à eux trois 65% des importations mondiales de GNL en 2004 (*BP*). Ces pays sont dépendants du GNL à 90% en ce qui concerne leur consommation de gaz. Le gaz représente 12% de la palette énergétique du Japon, il est essentiellement utilisé pour la production d'électricité (*DOE*). Les fournisseurs du Japon sont l'Indonésie, la Malaisie, ainsi que l'Australie et le Qatar qui prennent de plus en plus de place, et pour finir Brunei, les Émirats Arabes Unis, l'Oman. La Corée du Sud est le deuxième importateur de GNL de la planète; elle importe la plupart de son GNL du Qatar, de l'Indonésie, de la Malaisie et d'Oman (*British Petroleum*).

LE MARCHÉ ATLANTIQUE

En 2010, selon le *LNG Observer*, le marché atlantique représentera 117 mt, dont 60,6 mt pour les États-Unis et 57 mt pour l'Europe.

En 2003, les États-Unis ont doublé leurs importations de GNL par rapport à 2002, passant de 4,8 mt à 11 mt et ce n'est qu'un début puisque les importations canadiennes ne suffiront plus à répondre à la demande américaine d'ici 2010. D'ailleurs le Canada a lui-même décidé de se lancer sur le marché du GNL comme le confirme la récente déclaration du Président en Chef de la Direction de Petro-Canada, Ron Brenneman, à propos de la signature d'un accord entre Petro-Canada et Gazprom (3,65 mt).

Les États-Unis sont donc appelés à devenir un importateur majeur de GNL dans l'avenir. D'après le DOE, leurs importations devraient être multipliées par 10 en moins de 10 ans, avec une augmentation de 42 mt. Le GNL représenterait 39% des importations de gaz en 2010 contre 5% en 2002 (et 12,7% en 2003 - *Cedigaz*).

La moitié des importations américaines proviennent de Trinidad et Tobago qui a supplanté l'Algérie en tant que premier fournisseur de ces derniers. Les États-Unis importent 4,8 mt de GNL mais possèdent 4 terminaux avec une capacité 5 fois supérieure (26 mt). Quatre terminaux supplémentaires d'une capacité de 17 mt devraient être construits entre 2007 et 2010 (*DOE*).

Si l'attention s'est majoritairement tournée vers le marché américain ces dernières années, l'intégration du marché énergétique européen, sa dépendance croissante en matière de gaz (45-50%) et ses besoins à court terme en font un marché attractif pour le GNL. Comme en témoignent d'ailleurs, les « détournements » (*diversions*) européens de GNL, notamment ceux de 2006 qui résultent directement d'une augmentation des importations de 25%, et la multiplication de ses capacités de regazéification par 2,5.

Les importations européennes de GNL s'élevaient à 29,2 mt en 2004 représentant 17% des importations de gaz. La France, avec 5,6 mt, était le plus gros importateur d'Europe en 2003, aujourd'hui c'est l'Espagne qui est le marché montant en Europe avec 12,8 mt.

Les principaux fournisseurs de gaz de l'Europe sont la Russie pour une quantité de 102 mt et l'Algérie pour une part de 25,55 mt. Ses fournisseurs traditionnels de GNL sont l'Algérie (16 mt) et le Moyen Orient mais d'autres sont récemment venus les rejoindre comme le Nigeria (8,6 mt) l'Égypte et Trinidad et Tobago - « chasse gardée » des États-Unis (Chris Holmes / Colleen Taylor Sen, OG et BP).

NOUVEAUX ET FUTURS IMPORTATEURS

L'Italie, la Turquie, la Belgique, Puerto Rico, la Grèce, le Portugal, la République Dominicaine et l'Inde sont récemment devenus des importateurs de GNL; les 3 premiers prévoient déjà d'augmenter leurs capacités, alors que les autres commencent tout juste à importer. La Grande Bretagne et la Chine sont en train de construire des terminaux de regazéification mais sept autres pays prévoient d'en faire autant: les Bahamas, l'Indonésie, la Jamaïque, le Mexique, les Pays Bas, la Nouvelle Zélande et les Philippines (DOE).

La Chine, qui traite avec l'Australie et l'Indonésie, est à la traîne en matière de GNL avec seulement deux terminaux en construction, surtout face aux demandes américaine, japonaise et sud coréenne. Malgré tout, *Wood Mackenzie* compte sur la construction de huit terminaux supplémentaires en Chine pour 2020 (*OG Journal*). D'autres pays sont intéressés par la construction de sites de regazéification de GNL : le Canada, les Philippines, la Nouvelle Zélande, l'Indonésie, le Mexique, la Jamaïque, les Bahamas et les Pays Bas (DOE).

CONTRATS ET MARCHÉ SPOT

Jusque dans les années 1990, le marché du GNL était très « rigide ». Les pays asiatiques, à cause de leur forte dépendance, avaient mis l'accent sur la sécurité des approvisionnements avec une préférence pour des *Sales and purchase agreements* (SPAs) d'une durée de 20 à 25 ans. On ne construisait pas d'installations sans contrats fermes pour couvrir la totalité des capacités. Les clauses d'achat ferme faisaient peser le risque imputable au volume de la marchandise sur l'acheteur. La marchandise était livrée dans des cargos désignés par le vendeur et les contrats contenaient des « clauses de destination » qui empêchaient les acheteurs de la revendre à un tiers. C'est pourquoi on les appelle des « contrats de destination » (DOE et James T. Jensen, OG).

Avec l'arrivée de nouveaux fournisseurs (Moyen Orient) et acheteurs (États-Unis, Europe Inde et Chine) dans les années 1990, la donne a changé. Les producteurs en proposant des prix plus intéressants à l'Inde et à la Chine ont encouragé l'ensemble des acheteurs à renégocier leurs tarifs. Au vu de la demande croissante, ce n'est pourtant pas à une baisse généralisée du prix à laquelle on doit s'attendre en priorité mais plutôt à une flexibilité accrue des volumes et de la durée des contrats. Cette flexibilité devrait entraîner le développement du marché à court terme ou marché spot, ainsi que la pratique du *self-contracting* qui permet aux acheteurs de livrer à la carte en fonction de l'activité de leurs terminaux partenaires (downstream affiliates). Le mode de livraison a également gagné en flexibilité. Dans la plupart des nouveaux contrats, les clients privilégient une livraison *Free On Board* (FOB) qui leur permet de revendre une partie de la marchandise en cas de surplus. C'est pourquoi l'Europe insiste pour obtenir la suppression des clauses de destination dans les contrats (DOE).

Un paragraphe du rapport du DOE sur le GNL (2003) illustre parfaitement cette évolution des contrats :

Lorsque les services publics Japonais ont renouvelé un contrat d'une durée de 20 ans qui concernait 360 milliards de pieds cubes par an (7,4 millions de tonnes par an) de GNL malaisien, ils ont obtenu une réduction de 5%, un arrangement contractuel de deux ans selon lequel 58 milliards de ce GNL leur seraient vendus tous les ans pendant 4 ans et le reste pendant 15 ans, ainsi qu'un accord stipulant qu'un quart de la quantité totale serait vendu en FOB ce qui permet aux acheteurs d'améliorer la flexibilité des livraisons et de réduire les coûts de transport. Le contrat inclut aussi des achats à court terme.

Les leaders de la vente à court terme sont : l'Algérie, l'Oman, le Qatar, Trinidad & Tobago et les Émirats Arabes Unis. Le commerce spot représentait 1% en 1992, 11,6% en 2004 (James T. Jensen, OG) et devrait se situer entre 15 et 20% aux environs de 2010, dont 27% pour le seul Bassin Atlantique (DOE). Les États-Unis ont acheté 86,8% de leurs importations par l'intermédiaire de contrats spots (*Cedigaz*) suivis par l'Espagne, la Corée du Sud et la France.

En attendant de savoir si le GNL deviendra une « marchandise comme une autre », l'incertitude fige le marché car beaucoup de contrats en provenance d'Indonésie et d'Australie arrivent à échéance. Selon le Groupe International des Importateurs de Gaz Liquéfié (GIIGNL), des contrats couvrant 30,7 mt à destination de l'Asie Pacifique devraient être renouvelés durant la prochaine décennie (DOE). Les acheteurs attendent de connaître les tenants et les aboutissants du marché avant de signer de nouveaux contrats, c'est la *wait and see attitude* (James T. Jensen, OG).

PRIX, ARBITRAGE ET VOLATILITÉ

Il existe 3 systèmes de prix différents pour le GNL. En Asie, les prix sont liés à ceux du pétrole brut. Depuis dix ans, les prix sont généralement plus élevés dans le Bassin Pacifique que dans le Bassin Atlantique. Mais le prix du GNL est en hausse aux États-Unis car il est indexé sur celui du gaz naturel, ce qui rend par ailleurs le marché américain très volatil. Aux États-Unis, on utilise comme prix de référence soit le prix d'un marché spécifique pour les contrats à long terme soit le prix du *Henry Hub* pour les contrats à court terme (spot prices). En Europe, le prix est indexé sur les fuels résiduels à faible taux de soufre notamment utilisés pour la production d'électricité. On voit apparaître des *gas hubs* (plaques tournantes commerciales du gaz) aux États-Unis, en Belgique et au Royaume-Uni. Ces *hubs* autorisent des arbitrages de prix, c'est-à-dire une concurrence entre les différents systèmes de prix, et vont sans doute permettre d'aboutir à une éventuelle convergence entre les différents bassins (DOE).

Selon les modes d'arbitrage, James T. Jensen (OG) confirme que le prix japonais est plus élevé que le prix espagnol et que les États-Unis représentent un marché attractif quand les prix sont élevés. Par contre, quand le prix du gaz s'est effondré en 2000-2001 aux États-Unis, les cargos ont été redirigés vers l'Europe. Il s'est produit la même chose en 2002 quand les Européens ont eu un hiver particulièrement froid ou que Tokyo a éprouvé des difficultés avec sa centrale électrique. Flexibilisation des contrats et volatilité des prix se traduisent donc par une augmentation de la concurrence.

Les possibilités d'arbitrage sont plus importantes dans le Bassin Atlantique car les pays du Moyen Orient de par leur situation géographique peuvent choisir de livrer soit vers l'est, soit vers l'ouest. Ceci n'est pas envisageable pour les producteurs du Bassin Pacifique à cause de la distance et de l'absence de partenaires de chaque côté de l'océan, c'est pourquoi les livraisons spot vers la Corée du Sud sont plus stables que celles à destination des États-Unis. Une fois encore le Moyen Orient joue le rôle du *swing partner*. James T. Jensen déclare « Le Qatar est le Henry Hub du GNL » même s'il fait montre de moins de transparence.

James T. Jensen (OG) parle du passage d'un approvisionnement par projet (project supply) à un approvisionnement par marchandise (commodity supply), le GNL deviendrait-il une marchandise comme une autre? Quoique cette affirmation reste très controversée, c'est ce que certains disent également du pétrole. On peut aussi se demander si dans le contexte de globalisation des marchés qui est le nôtre, une demande croissante qui s'accompagnerait d'une flexibilisation du marché, et donc d'une augmentation de la concurrence, ne risque pas de faire naître des tensions entre pays consommateurs.

FLEXIBILITÉ OU PRÉCARISATION?

Si certains, comme Daniel Yergin, considèrent que l'introduction du principe de flexibilité permet de réagir plus vite en cas de crise, d'autres, tel Ahmed Mazighi de *Sonatrach*, se révèlent moins optimistes, craignant que flexibilité ne rime avec volatilité, ce qui induirait un accroissement des risques sur le marché du gaz naturel. Selon Mazighi, le marché spot, en instaurant la loi du plus offrant, obligerait les pays qui paieront le moins à stocker du gaz pour faire face à leur demande. Ce stockage additionnel pourrait aussi être pratiqué par les producteurs s'ils en venaient à considérer que les prix sont trop faibles.

[...] le coût de stockage du gaz naturel dans des champs éteints, des caves salines ou des couches aquifères peut représenter jusqu'à 75% du coût du gaz naturel sur une chaîne de développement - liquéfaction - shipping - regazéification. (Ahmed Mazighi)

Il avance également que certains secteurs, comme la transmission, pourraient se retrouver en « sous investissement » du fait d'une politique de découplage (unblinding) de la chaîne à 3 niveaux : exploration, production et transmission. La flexibilité deviendrait alors une menace pour la sécurité des approvisionnements.

Voici une déclaration de la Commission Européenne, tirée du Rapport sur les progrès de création d'un marché interne du gaz et de l'électricité, qui pointe également les bienfaits des contrats à long terme:

Dans ce contexte, les effets à long terme des contrats de gaz devront être pris en compte, à la fois en ce qui concerne la concurrence et le fait que de tels contrats peuvent s'avérer nécessaires pour soutenir le financement de nouvelles infrastructures importantes. » (CE, novembre 2005)

Pour prendre un peu de distance par rapport à cette vision de « précarisation » du marché du gaz, il faut préciser que la majorité des contrats sont encore des accords à long terme. Jusqu'à aujourd'hui, les contrats courts ont surtout permis de pallier à des situations d'urgence. En outre, avec la montée des risques terroriste et climatique, la flexibilisation d'une partie du marché du gaz, par l'intermédiaire du GNL, peut aussi se révéler être un atout précieux pour la sécurité énergétique, du moment qu'elle vient en complément et non pas en remplacement des contrats à long terme.

On retrouve d'ailleurs cette ambiguïté face à la flexibilisation dans les différentes stratégies adoptées par les compagnies énergétiques. Par exemple, *ExxonMobil* préfère limiter ses coûts d'approvisionnement en signant un gros contrat avec le Qatar, en construisant des tankers 40% plus imposants que la moyenne et en bâtissant ses propres terminaux de regazéification, c'est ce qu'on appelle une chaîne d'approvisionnement intégrée. Cette stratégie comporte des avantages financiers évidents mais limite la flexibilité dans le choix des fournisseurs et le mode de livraison car peu d'installations sont capables d'accueillir de tels monstres. Qu'il survienne un problème à n'importe quel niveau de la chaîne, et c'est la rupture des approvisionnements.

Tandis que d'autres compagnies, comme *RDS*, *Total* ou *BG Group* lequel revend même son GNL sur d'autres marchés, préfèrent diversifier leur portefeuille, en achetant des *equities* dans différents projets de liquéfaction et de regazéification et misent sur des bateaux plus petits et plus mobiles pour profiter du système d'arbitrage entre les marchés (*John S. Herold, Inc.*).

Peut être que la question n'est pas de savoir s'il est utile d'apporter plus de flexibilité au marché du gaz mais plutôt de se demander dans quelle mesure on souhaite développer et encadrer cette dernière. Ce qui nous amène à la question finale, se dirige-t-on vers une flexibilisation générale du marché du GNL, ou bien plutôt vers un marché à deux vitesses, divisé entre des pays qui intègrent leur chaîne d'approvisionnement de GNL et d'autres qui préfèrent se contenter d'achats ponctuels?

Célia DELALANDRE, doctorante
Chercheuse associée,
Chaire de recherche du Canada en relations internationales
Département de science politique
UQAM