

Antoine-Tristan MOCILNIKAR

Ingénieur en Chef des Mines et Docteur de l'Université de Paris-IX

Conseiller expert dans l'économie des filières énergétiques auprès du Délégué Interministériel au Développement Durable

Président d'Energie Intelligence

Secrétaire général du groupe « énergie » du Centre d'Etude et de Prospective Stratégique

www.ceps-oing.org/club_energie.htm

Paris, le 7 février 2006

L'énergie et la mer : une alliance à l'épreuve du temps

A paraître dans *Planète Océane*

Editions Choiseul, printemps 2006

Sous le parrainage du Secrétariat général de la mer et de la Marine nationale,

30 000 caractères

Dès l'antiquité, la mer fut une source essentielle d'énergie.

Le principe d'Archimède ainsi que l'usage des courants, de la force du vent dans les voiles et celle des hommes dans les rames, permirent, aux hommes de l'antiquité, de disposer du moyen de transport le plus économique et sans doute le plus puissant. Les produits transportés pour beaucoup étaient également liés à l'énergie au sens large du terme, les bois du Liban pour les bateaux, les esclaves pour l'agriculture et l'alimentation notamment. Très vite, la route de la soie, dont les prémices sont apparues au temps des Macédoniens d'Alexandre le Grand lorsque les mondes grecs et chinois furent un moment distants de seulement quelques centaines de kilomètres de part et d'autre de la vallée de Ferghana, développa une alternative maritime plus efficace et finalement dominante. Plus tard, les Portugais, puis les Espagnols et les Hollandais se lovèrent en son sein pour la capturer et la développer. Auparavant, les Vénitiens, les Génois et la Hanse avaient monopolisé le versant méditerranéen et occidental de cette route. La mer a donc bien ces deux facettes. Elle permet de produire de l'énergie. Elle permet également de transporter des moyens énergétiques à très faible coût de part le monde mettant ainsi en concurrence les différentes filières, pays et acteurs.

Nous sommes à un moment où les questions de sécurité d'approvisionnement, de rareté des ressources, de compétitivité prix des énergies et de maîtrise du changement climatique prennent un tour encore plus aigu que dans le passé. Grâce à l'évolution des possibilités techniques que nous allons détailler, la mer fournit dorénavant les ressources en pétrole et en gaz qui permettent d'assurer la croissance de leur production totale et donc de leur consommation. L'exploitation des ressources sous la mer permet donc de repousser le pic de production d'hydrocarbures. Le transport maritime a permis l'émergence d'un marché mondial du pétrole, suite à la décision de Winston Churchill, en 1911, alors Premier Lord de l'amirauté, de faire passer la flotte britannique

du charbon à cette énergie. Le marché du gaz naturel était essentiellement régional. Nous détaillons dans ce texte son passage à une phase mondiale. Nous ferons un point plus particulièrement fouillé sur le secteur du gaz naturel liquéfié (GNL) qui permet ce développement et permet d'approvisionner à très grande échelle des pays qui ont dépassé leur maximum de production comme les Etats-Unis et le Royaume-Uni. Il est aussi celui dont la croissance est la plus forte du secteur énergétique avec l'offshore profond. Le nouveau paradigme structurant découlant des possibilités d'échanges maritimes est l'émergence d'une concurrence globale et frontale entre les trois énergies fossiles, le pétrole, le gaz et le charbon, ce dernier ayant l'avantage d'être relativement, le moins onéreux, pour le moment, bien répartie entre les grands pays consommateurs d'énergie et représentant 64 % des réserves fossiles.

La révolution de la production pétrolière et gazière offshore : un investissement de 700 milliards de dollars dans les 5 années, garantissant la croissance des productions totales d'hydrocarbures

Historiquement, les premières plates-formes pétrolières furent installées dans le Golfe du Mexique sur les côtes du Texas, en 1938. Ces plates-formes n'étaient situées que dans une très faible profondeur d'eau et n'avaient pour seule fonction que d'être tête de puits. Elles n'étaient que le prolongement de ce qui avait alors été développé à terre. Le premier forage *offshore* (loin des côtes) eut lieu en 1947, dans le delta du Mississippi, avant de s'étendre à la mer du Nord en 1969. Lors du premier choc pétrolier en 1973, les Européens se posent la question de leur dépendance vis-à-vis des pays du Golfe Persique et décident de développer, à vaste échelle, l'exploitation des champs pétroliers et gaziers de la Mer du Nord. La France, le Royaume-Uni et la Norvège se sont alors lancés dans le développement de techniques de forage et de production offshore. Les compagnies pétrolières européennes, avec l'aide des ingénieries du monde entier ont alors lancé des programmes de recherche qui ont aboutit à la construction des premières plates-formes pétrolières et au développement des techniques de forage depuis un engin flottant. Le défi est d'autant plus grand que la Mer du Nord est une mer particulièrement hostile. Le climat est rude pendant six mois de l'année. Lors des tempêtes, la hauteur des vagues, de leur crête à leur creux, peut atteindre plus de trente mètres. Situées loin des côtes, ces plates-formes doivent abriter des hommes pour en assurer l'exploitation. Une fois les technologies offshores maîtrisées et développées en Mer du Nord, la porte s'est ouverte à l'exploration et l'exploitation dans toutes les mers du globe. L'annonce en 1996 et 1997, par Elf (maintenant Total) de trois découvertes retentissantes, correspondant à des champs géants - Girassol, Dahlia 1 et Dahlia 2, estimés tous trois en première approche entre 500 et 700 millions de barils de réserves – fut retentissante. Ces découvertes furent le déclencheur dans la communauté pétrolière internationale d'un effort très marqué d'exploration dans l'offshore profond (les mers de plus de 200 mètres de profondeur). On trouve des plates-formes pétrolières non seulement en Mer du Nord et dans le golfe du Mexique, mais aussi dans le Golfe Persique, le Golfe de Guinée et les côtes de l'Angola, la Mer de Chine, la Mer Caspienne, les côtes du Brésil et l'Océanie.

Initialement, la solution industrielle retenue pour forer ou produire du pétrole en mer par faibles profondeurs consistait le plus souvent à mettre en place des structures lourdes posées de façon sécurisée sur le fond de la mer. Ces plates-formes s'appuient sur le fond et peuvent donc être reliées de façon rigide aux têtes de puits et aux oléoducs. L'épaisseur croissante de la tranche d'eau a poussé à étudier des systèmes flottants, comme les bateaux ou les semi-submersibles pour le forage ainsi que les structures flottantes spécialement conçues pour la production. Lorsque

la plate-forme est flottante, les installations de tête de puits lui sont reliées par des conduites flexibles.

Plusieurs technologies sont disponibles. Les FSO (Floating Storage and Offloading) sont des unités flottantes de stockage et embarquement. Il s'agit en fait d'un tanker transformé, qui stocke du pétrole (venant d'autres plates-formes, ou parfois de production on shore) et charge les pétroliers de commerce. Les FPU (Floating Production Unit) sont des barges qui reçoivent le pétrole et le gaz du fond pour les traiter (séparer l'huile, le gaz et l'eau par exemple) avant de les envoyer vers une unité de stockage (FSO) ou vers un pipeline d'exportation. Les FPSO (Floating Production Storage and Offloading) sont des unités flottantes de production, stockage et embarquement. Elles sont similaires à un FSO, mais intègrent aussi la production. C'est une solution en vogue pour le développement des gisements en eau profonde. Les FPSO présentent deux avantages majeurs : ils n'ont pas besoin d'infrastructures fixes (comme des pipelines) et sont redéployables (lorsque le gisement est épuisé, ils peuvent être repositionnés sur un autre). Le reste est constitué de TLP (tension leg platforms), de Spar et de Semi-Submersibles. Il s'agit là de plates-formes plus classiques, en ce sens qu'elles n'intègrent que la production et sont reliées à des pipelines pour l'exportation du gaz et/ou du pétrole produit. Les TLP possèdent un excès de flottabilité et sont maintenues en place par des câbles tendus les reliant au fond. Les plates-formes semi-submersibles s'enfoncent dans l'eau en remplissant des ballasts, ce qui les rend peu vulnérables à la houle. Les Spars reposent sur un énorme flotteur cylindrique. Pour des gisements importants, on combine parfois plusieurs solutions, par exemple, une plate-forme TLP qui produit le pétrole et une FSO pour stocker et exporter le pétrole.

Un dernier domaine significatif d'investigation est celui du développement de systèmes de production en fond de mer. Il consiste à introduire un nouveau concept d'architecture des installations industrielles en mer. Classiquement en effet, celles-ci rassemblent en un même lieu qui est la plate-forme de production, trois fonctions qui conduisent l'huile du gisement au tanker ou au pipe de transport : la production (puits, têtes de puits), le traitement des fluides du gisement (séparation gaz/huile/eau/impuretés) et le stockage éventuel. Or, installer et entretenir les installations industrielles lourdes liées aux deux dernières fonctions coûte cher. L'idée consiste donc, en introduisant une conduite polyphasique, dont la maîtrise est récente, à envisager de séparer géographiquement la production, par construction liée au gisement, et les installations de traitement et de stockage. Ces dernières se trouvent déplacées à terre ou en bordure de côte, ou partagées entre plusieurs champs éloignés les uns des autres. Pour qu'elle soit vraiment intéressante, cette idée nécessite de réduire au minimum les plates-formes : descendre en fond de mer les têtes de puits et les pompes de production est donc le thème de recherche nécessaire pour compléter la maîtrise de ce concept industriel nouveau. Une des applications de ce concept est le développement de South Pars, que Total met en production actuellement en Iran.

Le progrès technique permet de réduire les investissements nécessaires et rend possible l'exploitation de gisements se trouvant à de grandes profondeurs d'eau. Au milieu des années 1980, le coût technique de production d'un baril de pétrole en mer par plus de 200 mètres d'eau était estimé à 13 à 15 dollars par baril, ce qui était prohibitif. Aujourd'hui, le progrès technique rend possible la production à des coûts de 5 à 7 dollars le baril, voire moins. Les records de profondeurs se succèdent. 1947 : 6 mètres ; 1970 : 114 mètres ; 2000 : 1 883 mètres ; 2020 : 3 000 mètres ?

La production de pétrole offshore est critique pour notre sécurité d'approvisionnement et notre développement. En effet, depuis 1990, la production pétrolière onshore a stagné vers 50 Mbaril/j alors que la production offshore de pétrole est passé de 16 à 27 Mbaril/j. La croissance de la production mondiale de pétrole a été de 1,5 %, alors que celle de l'offshore pétrolier était, elle de

3,8 % l'an. Selon l'IFP, sur la période 1999-2003, les découvertes de nouveaux champs d'hydrocarbures ont représenté des réserves additionnelles de près de 11 000 Gm³ de gaz naturel et 62 Gbarils de pétrole et de condensas, des volumes globalement beaucoup plus importants que ceux mis à jour sur les cinq précédentes années. Les zones offshore ont concentré les deux tiers de ces nouvelles réserves d'hydrocarbures, l'offshore profond la moitié.

Selon la société de conseil Douglas-Westwood, la production offshore de pétrole, va passer à 33 Mbaril/j en 2015 alors que la production on shore de pétrole va décliner. La part de la production offshore de pétrole va passer de 34 % actuellement à 39 %. La croissance de la production en offshore profond, sera encore plus forte, de l'ordre de 15 % par an sur les cinq prochaines années. En 2015, 25 % du pétrole produit offshore viendra d'eau profonde contre seulement 10 % en 2004. Cela correspond à une baisse de la production de pétrole en eau peu profonde à partir de 2010. En 2004, 21 % du pétrole produit offshore provenait de l'Europe de l'Ouest. En 2015, 11 % proviendront de l'Europe de l'Ouest, 21 %, du Moyen-Orient, 19 % de l'Afrique et 18 % de l'Amérique Latine.

La production offshore de gaz, partant de l'équivalent énergétique de 6 Mbaril/j, en 1990, est actuellement de 12 Mbaril/j (750 Gm³/an), et va passer à 22 Mbaril/j en 2015 (1 300 Gm³/an), ce qui correspond à une croissance de 5 à 6 % l'an et à un passage dans l'ensemble total de gaz de 28 % à 34 %, toujours à l'horizon 2015. Pour l'offshore profond, la part dans l'offshore gazier va passer de 7 à 12 %. Au total, la production offshore de pétrole et de gaz, va passer de l'équivalent énergétique de 39 Mbaril/j en 2004 à 55 Mbaril/j en 2015, soit une évolution de 32 à 37 % du total de production. La part de gaz dans l'ensemble offshore atteindra alors 40 % en 2015. Une part importante de l'accroissement du gaz offshore proviendra du Moyen-Orient, plus précisément de South Pars en Iran et du Champ du Nord au Qatar.

Actuellement, les investissements concernés par l'offshore sont de 110 Milliard de dollars par an. Pour les dix prochaines années, ils sont estimés à un cumul de 1 440 Milliard de dollars. Malgré la taille de ces montants, en terme de développement, nous en sommes encore qu'au début. L'aventure de la production offshore a débuté, il y a près de quarante ans. Mais, 5 % seulement, des 55 millions de km² de bassins sédimentaires marins, sont couverts aujourd'hui par des permis.

Ce développement pose également des questions de frontières maritimes. Le développement de l'offshore, ces dernières décennies, se traduit aussi par une multiplication des conflits pour la définition des limites entre États voisins. Ils portent soit sur les limites des douze miles reconnus comme mer territoriale, d'où l'importance du contrôle des îles et des îlots, même s'ils sont désertiques, soit sur l'exploitation de la zone économique exclusive (ZEE) de deux cents miles, où le droit international reconnaît à l'État riverain un droit d'exploitation des ressources minérales. Sans exhaustivité, on mentionnera des difficultés de zonages entre le Japon et la Chine (champs de Kashi et Shirakaba), entre le Timor Oriental et l'Australie (champs de Sunrise-Troubadour, Bayu-Undan et Elang-Kakatua), entre l'Indonésie et la Malaisie ainsi qu'entre Brunei et la Malaisie. Par ailleurs, six pays ont des revendications sur l'ensemble ou une partie de l'archipel des Spartley : Chine, Taiwan, Indonésie, Brunei, Malaisie et les Philippines et trois sur les îles Paracel : la Chine, le Vietnam et Taïwan.

Jusqu'ici, les contraintes économiques et techniques ont retardé la production en mer de GNL. Les progrès technologiques permettent de se concentrer sur les réserves relativement petites du gaz ou associé à du pétrole. Des projets sont dorénavant à l'étude, notamment par Shell dans la mer de Timor et par un consortium Shell - Statoil dans le champ de Nnwa-Doro au Nigeria.

Sous les énormes pressions et les températures froides au fond de l'océan, le méthane gazeux se dissout. Les molécules du méthane avec des molécules d'eau forment des cristaux appelés hydrate

de méthane. Ces cristaux ressemblent à de la glace, et parsèment le fonds d'océan, dans quelques endroits sur des couches de plusieurs centaines de mètres. La possibilité d'exploitation de ces ressources reste théorique. Cependant, un pays comme la Russie, richement doté dans ces ressources, réfléchit très sérieusement à cette option.

La très forte expansion du secteur du Gaz naturel liquéfié : un investissement de 67 milliards de dollars dans les 5 années permettant la création d'un marché mondial du gaz

Le gaz naturel se transporte soit par gazoduc soit par méthaniers. Dans ce dernier cas, il est convoyé sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL). La technologie de liquéfaction de gaz plonge ses racines au 19^{ème} siècle, développée notamment par Faraday et Von Linde. Le commerce de GNL a commencé, dans les années 60, entre l'Algérie, d'un côté, la France et le Royaume-Uni, de l'autre. Il a ensuite pris une autre ampleur lorsque des pays d'Asie ont adopté cette filière. Le Japon, qui n'a aucune production locale de gaz naturel, l'avait adopté pour l'ensemble de ses importations de gaz. Il fut bientôt suivi par la Corée du sud et Taiwan. Les productions correspondantes viennent essentiellement d'Indonésie et de Malaisie. Dans un premier temps, l'essentiel du marché maritime du gaz étaient asiatique.

Le marché est actuellement en très forte expansion et près de 90 % de l'accroissement de consommation de gaz naturel s'oriente vers la production d'électricité. Les 5 dernières années ont vu une augmentation de 20 % de la capacité globale de GNL, passant de 126 Mt/an en 2000, à 151 Mt/an en 2004. Plusieurs facteurs expliquent cette croissance. Jusqu'aux hausses récentes du prix de l'énergie, pour un pays comme les Etats-Unis, plus de 80 % des nouvelles capacités de production d'électricité étaient liées au gaz naturel. Tout renforçait cette dynamique : une technologie de production moins chère en capital installé, une grande flexibilité d'installation, des impacts environnementaux réduits, aussi bien en termes de pollution locale que d'émissions de gaz à effet de serre, le gaz naturel étant moins contributeur que le pétrole et charbon. Par ailleurs, plus spécifiquement lié au GNL, des quantités significatives de réserves de gaz naturel sont localisées à une longue distance des marchés ou des gazoducs. Sans accès aux marchés, le gaz produit était brûlé comme au Nigeria ou réinjecté. Le GNL offre une nouvelle possibilité d'activités. Le coût de transport par GNL a relativement plus baissé que celui par gazoduc. Ceci rend économique cette filière à partir de 2000 à 4000 km de distance. Deux grands pays producteurs de gaz, les Etats-Unis et le Royaume-Uni, ne sont par ailleurs plus autosuffisants et ont opté pour cette filière afin de pallier à leurs accroissements de besoins futurs. Pour les Etats-Unis, le LNG constitue la réponse à plus de 90 % de ce besoin nouveau. Il y a ainsi des prévisions indiquant que leurs importations pourraient atteindre 100 Mm³/an d'ici 2015, alors qu'ils consomment actuellement 632 Mm³/an. Finalement, les avancées technologiques ont mené à une chute du prix de construction des nouvelles usines et des méthaniers, ce qui a permis de développer le GNL sur des nouveaux segments.

Selon le consultant Douglas-Westwood, sur la période 2005-2009, les investissements annuels dans le domaine GNL devraient passer de 7,2 milliards de dollars en 2004 à 17,5 milliards en 2009. Cette vague de nouveaux projets dans le GNL va mobiliser, sur cette période, 67 milliards de dollars ce qui est presque trois fois le montant dépensé au cours de la précédente période de même durée. Ce cumul se décomposerait d'abord en 31 milliards de dollars pour construire 27 trains de liquéfaction et 14,5 milliards pour étendre des terminaux d'importation et en construire 37 nouveaux dont 8 offshores afin de limiter l'emprise sur le littoral et, l'impact

environnemental. Par ailleurs, il est prévu que la flotte de méthaniers atteindra le nombre de 300 en 2009, ce qui correspond à un investissement nouveau de 21 milliards de dollars.

Nous assistons donc actuellement à une expansion très forte de cette filière. Sa croissance est même une des plus importante du secteur de l'énergie. Selon plusieurs analystes du secteur, cette croissance dans les 20 prochaines années serait de 7 à 8 % (Cedigaz & Wood Mackenzie). C'est un niveau très important. L'accroissement du GNL va ainsi doubler au cours des 10 années à venir. Pour en mesurer toute la portée, il faut se rappeler que les deux grands secteurs qui sont en plus forte hausse vont connaître des croissances bien moindres, selon l'AIE (Agence Internationale de l'Energie), de 2,4 % pour l'électricité, et de 2,3 % pour le gaz, contre 1,7 % pour l'offre d'énergie total, sur la période allant jusqu'à 2030. En 2004, 2794 Mm³ de gaz naturel ont été produit et 178 ont été transformé en GNL, soit un volume de l'ordre de 6 % du total. En 2010, selon Cedigaz, la production de GNL sera de 315 Mm³, soit 9,3 % et en 2020 de l'ordre de 520 Mm³, soit environ 13 % de la production de gaz naturel.

Actuellement, un doute subsiste sur la question de la pertinence de ces projections. Elles ont été bâties dans un univers où le gaz valait de 2 à 4 dollars le MBtu. Il se vend actuellement à 10 dollars le MBtu. La société de conseil Facts estime que la production aura du mal à suivre le dynamisme de la demande, ce qui induira le maintien de prix soutenu. A la conférence de Gastech en mars 2005, alors que les prix du gaz aux Etats-Unis avaient atteint 6 dollars le MBtu, Vivienne Cox, de BP, a indiqué qu'elle voyait un grand retour du charbon dans le secteur de la production d'électricité, notamment aux Etats-Unis. Il faut d'ailleurs observer qu'après un pic en 2004, le cours du charbon a rejoint sa moyenne décennale. Ce retour du charbon est déjà effectif. Ainsi, les constructeurs de centrales électriques ont pour la première fois depuis près de vingt ans plus de commandes pour des centrales à charbon qu'au gaz naturel. Sur les derniers 120 GW de centrales commandés, de 20 à 30 % concernent du gaz et de 30 à 40 % du charbon. A l'inverse sur la période 1997 à 2001, le gaz représentait de 60 à 70 % et le charbon de 20 à 30 %. Par ailleurs, la moitié des commandes dans les 10 prochaines années, qui atteindra un total de 50 milliards de dollars par an, proviendra de pays asiatiques n'ayant qu'un accès difficile aux ressources en gaz naturel.

Ce rééquilibrage n'empêche pas certains analystes de rester très offensifs. En décembre 2005, l'Administration pour l'Information sur l'Energie dépendant du Département de l'Energie américain a rendu des prévisions dans lesquels, elle estimait que l'accroissement du prix du pétrole allait plutôt accroître la demande pour le gaz naturel et le GNL, globalement et plus particulièrement dans tous les pays ne disposant pas de filière charbon comme le Japon ou la Corée. Par contre, pour un pays qui avait de larges ressources de charbon, comme les Etats-Unis, le basculement vers cette seconde source d'énergie allait induire une moins forte croissance. Cette administration estime qu'en 2025, les importations américaines de LNG seront, en 2025, de 116 Mm³ et non comme initialement prévues de 181 Mm³ contre seulement 17 Mm³ actuellement. Pour des pays comme la Chine et l'Inde, l'effet est encore plus fort. Alors qu'ils envisageaient la possibilité de développements importants dans ce secteur, on observe un refroidissement très net pour ces solutions. Par exemple, la Chine vient de remettre en cause sa volonté de se doter de 12 terminaux méthaniers à court terme. Elle revoit à la baisse sa future consommation de gaz et la concentre sur du gaz transporté par gazoduc soit de l'intérieur du pays soit importé de Russie et d'Asie centrale. Par contre, l'incertain planant sur l'approvisionnement venant de la Russie a tendance à renforcer la demande, notamment européenne, de LNG, venant d'autres marchés.

Le marché fut d'abord régional. Il devient maintenant mondial. L'année 2004 a ainsi vu des déviations de GNL des pays européens vers les Etats-Unis, ce qui a impacté les flux et les prix du gaz transporté par gazoduc en Europe, venant la Russie et de Norvège. En 2005, nous avons

observé des redirections de GNL destiné aux Etats-Unis, venant du bassin atlantique et même de Malaisie, se diriger vers l'Espagne. On observe également une flexibilité de plus en plus grande des logiques de vente du GNL qui s'oriente vers les marchés les plus compétitifs et dont le prix est de plus en plus indexé sur ceux des marchés spots. Actuellement, 11 % du commerce total de GNL n'est pas lié à des contrats long terme. Cedigaz prévoit que ce chiffre passe à 25 % à l'horizon 2020.

La répartition géographique d'exploration et de la production ainsi que de la consommation va changer assez drastiquement. Pour des raisons de sécurité énergétique, la diversification est devenue le maître mot du secteur aussi bien en ce qui concerne les consommateurs mais aussi maintenant les producteurs.

Actuellement, quatre producteurs et exportateurs contribuent aux deux-tiers des volumes de GNL dans le commerce international. Ce sont, en 2004, l'Indonésie avec 33,49 Mm³, la Malaisie avec 27,68 Mm³, l'Algérie avec 25,75 Mm³ et le Qatar avec 24,06 Mm³. La majeure partie de l'autre tiers provient de près six pays, à savoir Trinidad et Tobago, le Nigeria, l'Australie, Brunei, Oman et les Emirats Arabes Unis. En début 2005, l'Egypte est devenue un exportateur. L'Afrique aura de nouveaux exportateurs, la Guinée équatoriale, à la fin de 2007 et l'Angola quelques années plus tard. L'Europe aura son premier exportateur de LNG fin 2007, avec les installations de Melkøya en Norvège. La Russie deviendra exportatrice en 2008 avec le projet à Sakhaline. Le Yémen projette également de devenir exportateur début 2009 avec une unité à Bal Haf. Dans un horizon moins certain, voire troublé, l'Iran deviendra un exportateur. Le premier exportateur en Amérique du Sud est susceptible d'être le Venezuela, au tournant de 2009. Il faut noter toutefois que la majeure partie de la capacité additionnelle d'exportation de GNL viendra de projets installés dans des pays déjà acteurs. La dynamique d'investissement très forte est susceptible de réarranger la hiérarchie actuelle. Le résultat le plus spectaculaire est que le Qatar et le Nigeria, les deux nouveaux venus dans le GNL, respectivement, en 1997 et 1999, sont susceptibles d'émerger comme les premier et deuxième, durant cette décennie.

La capacité d'exportation du Qatar, avec Qatargas 1 et RasGas 1 et 2, atteint un total de 20,8 Mt/an. Avec Qatargas 2, deux nouveaux trains de capacité de 7,8 Mt/an chacun, les plus grands du monde, vont être mis en service en 2007 et 2009. Un troisième train de même capacité doit être construit dans le cadre de Qatargas 3, actuellement une entreprise 70/30 entre Qatar Petroleum (QP) et ConocoPhillips. Il devrait être opérationnel en 2009. L'extension de RasGas devrait accroître la capacité de 4,7 Mt/an en 2006, de 7,8 Mt/an en 2007 et d'autant dans les deux années qui suivent. Au total, l'ensemble de ces projets permettra au Qatar de disposer à l'horizon 2009 de 69,4 Mt/an de capacité. Le Qatar s'est également beaucoup investi dans la transformation chimique du gaz en carburant (GTL ou gaz to liquid). Plusieurs projets, associant Qatar Petroleum à Shell, ExxonMobil et au sud-africain Sasol, permettront de disposer d'une capacité de production de 400 000 barils/j. Cette filière permet d'écouler d'une autre manière le gaz par voie maritime et cela de manière moins onéreuse, dans les conditions actuelles. Elle peut à terme rentrer en concurrence avec le LNG ne faisant que renforcer son prix. Pour rendre le débat plus compliqué encore, il faut mentionner que les carburants issus du gaz naturel sont également en concurrence directe avec ceux issus du charbon. Les technologies sous-jacentes ont déjà été mises en œuvre à grande échelle par les Africains du Sud lors de l'apartheid ainsi que par les Allemands, juste avant et durant la 2^e guerre mondiale, qui produisaient 15 000 barils/j de carburant synthétique à partir du charbon. Le Qatar a annoncé, en 2005, un moratoire dans ses développements futurs afin d'optimiser les prochaines étapes de sa stratégie de valorisation de ses ressources en gaz et notamment la répartition entre GNL et GTL.

Au Nigeria, le complexe de GNL sur l'île de Bonny a une capacité de 8,85 Mt/an en trois trains. Trois nouveaux trains, de 4,1 Mt/an de capacité chacun sont prévus, pour des dates d'opération allant jusqu'en 2007. Mais des retards sont déjà prévus. Au total, ce complexe aura une capacité de 21,15 Mt/an. Des projets GNL existent ailleurs au Nigeria. Au cours de 2005, les autorités nigérianes ont exigé la fusion des projets au départ séparés, de Chevron et BP d'un côté et de Shell de l'autre pour former Olokola LNG. La mise ne route de deux trains est prévue pour 2010, pour une capacité totale de 10 Mt/an. Les décisions définitives ne sont pas encore prises au niveau des parties concernées. Plus sûre et plus avancée est le projet Brass LNG, soutenue par Chevron, l'Eni et ConocoPhillips, chacune des compagnies avec 17 %, et Nigerian National Petroleum Corporation avec 49 %. La mise ne route de deux trains est prévue pour 2010, pour une capacité totale de 10 Mt/an. La mise ne route de deux trains est prévue pour 2010, pour une capacité totale de 10 Mt/an. Un dernier projet est porté par ExxonMobil dans l'île de Bonny. Une capacité de 4,8 Mt/an est indiquée, pour service en 2010. La capacité de GNL du Nigeria pourrait atteindre donc les 46 Mt/an, avec un incertain non négligeable toutefois. Actuellement, l'Indonésie a une capacité d'exportation de 29,39 Mt/an. Dans ce pays, BP avec des associés prévoient deux trains d'une capacité de 7,6 Mt/an à Tangguh pour être mis en service en 2008 ou un peu plus tard. Des travaux plus exploratoires existent pour 7 Mt/an à Donggi. La Malaisie a deux projets de train d'une capacité totale de 6,8 Mt/an à Bintulu, avec 2008 comme date de mise en service. Le remplacement des 3 trains détruits à Skikda en Algérie, en 2004, est prévu par la Sonatrach. Un nouveau train de 4,5 Mt/an est prévu et sera opérationnel en 2009. Un nouveau terminal GNL est prévu à Arzew. C'est une opération commune de Repsol et de Gas Natural à 60/40. La construction d'un train de 3,8 Mt/an est prévu pour être opérationnel en 2009. Statoil et Sonatrach prévoient un projet parallèle. Potentiellement, l'Iran devrait devenir un géant. On compte actuellement quatre projets: NIOC LNG, porté uniquement par la National Iranian Oil Company (NIOC); Iran GNL porté par BP et la NIOC; Pars GNL porté par total et la NIOC; et Persian GNL, porté par Repsol, Shell et la NIOC. Ce sont des projets assez similaires en taille. Chacun vise en deux trains une capacité totale de 10 Mt/an pour une mise service vers la fin de la décennie. Les conditions économiques proposées aux opérateurs étrangers ne sont pas les plus favorables, la complexité des processus de décisions iraniens ainsi qu'un contexte géopolitique délicat rendent incertains la dynamique de ces projets.

Le cas de la Russie est particulièrement intéressant. Gazprom, le plus grand producteur du gaz du monde, n'a en 2006 aucune installation de GNL opérationnel. Il n'exporte que par le biais de gazoducs. Mais, la première entreprise russe, proche du Kremlin, a décidé d'affronter la mer afin de pouvoir se développer vers les deux marchés qui ont le plus d'intérêts géopolitiques pour la Russie à savoir les Etats-Unis et la Chine. Dans ce nouveau jeu, le marché européen, pourrait être relégué à une simple fonction de bouclage des ventes des quantités produites résiduelles et de volumes incertains. Gazprom a opéré sa première incursion dans le GNL, en 2005, en livrant une cargaison qu'elle avait au préalable swapée contre des livraisons régulières de gaz par gazoducs. Gazprom va aller beaucoup plus loin. Elle a ainsi pris une part du projet d'usine de production de gaz naturel liquéfié de Sakhalin-2, dans la localité de Prigorodnoe, non loin du port de Korsakov, sur le littoral de la baie Aniva qui ne gèle jamais, à l'extrémité méridionale de l'île de Sakhaline. Sakhalin Energy, opérateur du projet Sakhalin-2, avait comme investisseurs au départ, Shell à 55 %, 25 % à Mitsui, 20 % à Mitsubishi. Shell a récemment signé avec Gazprom un mémorandum sur l'échange d'une partie de Sakhalin-2 (25 % plus une action) contre le droit de participer à l'exploitation d'un gisement en Sibérie occidentale. Selon les médias japonais, il se peut que Mitsui et Mitsubishi prennent des mesures analogues. Le projet Sakhalin-1 est lui centré sur le pétrole produit offshore à destination des pays d'Asie-Pacifique. L'opérateur du projet est Exxon-Mobil et le consortium comprend également les deux compagnies russes Sakhalinmorneftegaz-Chelf et RN-Astra, la compagnie nipponne Sakhalin Oil and Gas Development et la compagnie indienne ONGC.

Gazprom prévoit également de développer l'énorme gisement de gaz de Shtokman, en Mer de Barents, en Russie du Nord-Ouest. Les Russes prévoient le démarrage de l'exploitation en 2010, mais les experts tablent au mieux pour 2015. L'objectif de Gazprom est de se vendre essentiellement en Amérique du Nord, 22,5 Mm³/an à travers l'Océan Atlantique. Les Russes publieront en avril la liste définitive des participants auprès d'eux. Parmi les cinq compagnies qui restent en course figurent Total, Chevron, ConocoPhillips, ainsi que les deux norvégiens Statoil et Hydro. Gazprom avec Petro-Canada développe finalement un projet de GNL dans le Port de Ust - Luga, à Saint-Petersbourg. Il est de plus petite taille, jusqu'à de 5Mt/an, mais devrait être opérationnel dès 2007. Le gaz sera fourni par la section terrestre du futur gazoduc entre la Russie et l'Allemagne, tout un symbole de la nouvelle stratégie russe dans le commerce du gaz, avec à sa tête l'ancien Chancelier Schröder. Finalement, Gazprom cherche à participer à des projets de terminaux de regazéification dans les pays importateurs.

La diversification du marché touche aussi les acheteurs. Il y a seulement, cinq années, l'importation de LNG ne concernait que neuf avec le Japon, le premier représentant 56 % du total. En 2005, nous comptons 14 importateurs. Le Japon est toujours le plus grand (76,95 Mt/an), mais sa part du total est tombée à 43 %, il est suivi de la Corée du Sud (29,89 Mt/an), tandis que la Grèce, le Portugal, l'Inde, la République dominicaine et Puerto Rico sont les nouveaux acheteurs. L'Espagne est devenue le premier importateur européen, surpassant la France. Dans les années à venir la hiérarchie va également complètement être bouleversée avec la montée en puissance dans le domaine de l'achat, des Etats-Unis et du Royaume-Uni. Ce sont deux pays producteurs et forts consommateurs qui voient leurs capacités de production totale de gaz diminuer et ne plus couvrir leurs consommations. Tous les deux parient sur le GNL pour combler leurs manques. Les Etats-Unis, qui il y a cinq années, étaient seulement un acheteur mineur de GNL, est déjà le troisième et ils deviendront probablement les deuxièmes dans les cinq années et les premiers d'ici dix années.

Il y actuellement, en cours près de 30 projets de nouveaux terminaux méthaniers aux Etats-unis. Le Royaume-Uni qui a également l'option d'augmenter ses importations du gaz venant de Norvège et de Russie, par gazoduc, a prévu la mise en œuvre de trois terminaux méthaniers pour la fin de 2007. Le premier, Grain LNG dans l'estuaire de la Tamise, est piloté par National Grid Transco. Il a reçu sa première cargaison en juillet 2005. L'utilisation de la capacité initiale de 4,4 Mm³/an a été appropriée par contrat pour 20 années par un consortium constitué de BP et Sonatrach. Une extension d'une capacité de 14 Mm³/an est prévue pour être opérationnelle vers la fin de 2008. Sonatrach, Gaz de France et Centrica ont passé contrat pour son utilisation. Les deux autres terminaux seront proches de Milford dans le Pays de Gales. Le consortium Dragon LNG venture, composé de BP, Petronas et Petroplus construit une installation de 6 Mm³/an qui devrait être opérationnelle dans le quatrième trimestre de 2007. Il y a un projet d'expansion pour atteindre un total de 9 Mm³/an. A côté, se construit le terminal South Hook LNG dans le cadre d'un accord entre ExxonMobil et Qatar Petroleum. Deux unités de 11 Mm³/an sont prévues. Elles devraient voir leur service commercial démarrer en fin 2007.

Les ressources énergétiques concernent environ 45 % du transport maritime international de marchandises.

Dans l'année 2004, le transport maritime international a concerné 6787 Mt de marchandises. Le pétrole représentait 1770 Mt, les produits pétroliers, 546 Mt, le charbon, 650 Mt et le GNL, 73 Mt. Le commerce maritime de l'énergie connaît également un développement soutenu de l'ordre de 5 % l'an. C'est celui du gaz qui est en plus forte expansion, de l'ordre de 10 %.

Il y a actuellement plus de 170 méthaniers de GNL en fonction. Au cours des 5 années à venir, plus de 120 nouveaux porteurs seront construits. Alors que la taille est restée stable depuis longtemps, elle augmente. Les premiers navires atteignant les 200.000 m³ ont été commandés pendant l'année 2005. Le Qatar souhaite maintenant se doter de méthaniers de 250.000 m³ et va lancer un appel d'offre. Du fait de la taille accrue, apparaissent de nouveaux systèmes de propulsion. Des pistes de développement existent en ce qui concerne la géométrie des cuves, leurs matériaux ainsi que les méthodologies de gazéification.

Le prix moyen des navires de LNG livrés au cours des cinq dernières années est tombé à 162 millions de dollars en 2002 contre 220 en 2000. Cette évolution est due en grande partie à la concurrence intense parmi les chantiers navals d'Extrême-Orient, coréens en particulier. Bien que la demande de navires soit forte, le marché demeurera concurrentiel, avec l'entrée des chantiers chinois. La Corée représente 74 % des livraisons, le Japon 21 %, la Chine 2 %, la France 2 % et l'Espagne 1 %.

Vers la durabilité

La mer permet de repousser le pic de production des hydrocarbures. Elle permet de rapprocher les marchés de l'énergie et donc elle accroît l'efficacité économique du secteur et améliore la sécurité d'approvisionnement. En un sens la mer, accentue la durabilité de ce secteur. Pour aller au-delà, doivent être évoqués des considérations environnementales et des développements liés aux énergies renouvelables. Les normes environnementales et de sécurité liées à la fabrication, l'installation et l'usage des plates-formes et des moyens de transports maritimes se sont développées pendant les années 1970 et 80 à la suite de différents accidents. Les mentalités ont changé depuis radicalement afin d'affronter de manière proactive et préventive ces questions. La mer verra également se développer un nouvel usage pour des raisons environnementales, le stockage de dioxyde de carbone dans la colonne d'eau ou le sous-sol maritime. Cela permet de limiter sa concentration dans l'atmosphère et donc le changement climatique. Basé sur des technologies pétrolières de réinjection permettant une plus forte extraction d'hydrocarbure, un premier essai dédié existe en Mer du nord norvégienne à Sleipner, piloté par Statoil. De nombreuses questions se posent bien-sûr.

Doit être finalement évoquée, l'apparition des unités de production d'énergie renouvelable marine comme les éoliennes offshore, les hydroliennes et les récupérateurs de l'énergie des vagues. Les premiers pays concernés sont le Royaume-Uni, l'Allemagne, le Danemark, la Norvège, la France, l'Espagne, le Portugal, les Etats-Unis et l'Australie. De grands groupes industriels s'y intéressent comme Shell, Total, Iberdrola, ENI, EdF, E.on, RWE, AREVA, Siemens et toute une série d'innovateurs. Douglas-Westwood, estime que sur la période 2005 à 2009, 7725 MW de capacité seront installés (ce qui correspond approximativement à 7 centrales nucléaires) pour un montant de 13,6 Milliards de dollars. Les investissements principaux seront opérés au Royaume-uni (30 %) et en Allemagne (25 %). L'essentiel sera de l'éolien. La France dispose d'un potentiel important pour exploiter les sources d'énergie marine, et d'un retour d'expérience intéressant avec l'installation depuis 1966 sur la Rance de la plus grande usine marémotrice du monde ; des appels d'offres sont prévus et les groupes français se mettent en ordre de bataille sur ce thème. Un pays comme la Chine n'est pas en reste non plus. Elle a programmé à l'horizon 2020, la construction de 3700 MW d'installations marines hors éoliennes.