

Le gaz naturel – situation actuelle et problèmes futurs

Avec les grands mouvements sur la scène luxembourgeoise de l'énergie, avec les échanges de parts et d'actions, les reprises, le rôle de l'Etat en mutation, il n'est pas inutile de prendre quelque recul et de jeter un regard au-delà de ces manœuvres pour mieux appréhender la situation générale du gaz naturel. On discute beaucoup du tracé des gazoducs, de l'*un-bundling* de producteurs et de transporteurs, sur les participations de telle société dans telle autre. Bien sûr, ces discussions sont importantes, mais à trop s'y focaliser, on risque de perdre de vue des questions essentielles, dont la plus lancinante est sans doute celle des réserves de gaz. A trop se concentrer sur le goulot, on risque de perdre de vue le contenu de la bouteille. En d'autres termes, il faut se poser la question de savoir si, dans un avenir prévisible, il y aura encore de quoi remplir les futurs gazoducs et méthanières.

A lire des rapports sur la situation gazière en Europe ou à écouter des responsables discourir du sujet, on est parfois étonné de la légèreté avec laquelle la question des réserves de gaz est traitée. Souvent, ce thème est évacué avec une remarque simpliste et passe-partout du genre : « Nous disposons encore de gaz naturel pour 60 ans. » Quid alors de la 61^e année ? Se trouvera-t-on alors d'un coup devant un trou vide ? Une si fallacieuse arithmétique ne fait qu'occulter les vrais problèmes : la géologie est ainsi faite que les problèmes d'approvisionnement arriveront largement avant cette échéance de 60 ans, comme le présent article va s'employer à le montrer. Le nœud du problème est le pic gazier, c.-à-d. le moment où la production gazière mondiale passera au-delà de son maximum. Et ce moment-là arrivera bien avant les 60 ans précités. Ce n'est donc pas sur des propos aussi légers que ceux des « 60 ans de réserves » que le Luxembourg, en bout de chaîne des gazoducs, pourra bâtir son avenir gazier¹.

Vue d'ensemble

Au cours de la dernière décennie, la production de gaz a augmenté de façon robuste et mondiale. Cependant, cet essor, qui s'est exprimé de façon inégale à travers le globe, avec des différences considérables entre l'Europe, les USA et l'Asie, va probablement se tasser dans les années à venir, notamment du fait des retards dans la construction de gazoducs et de terminaux de gaz liquéfié (LNG). Or ces infrastructures sont essentielles pour permettre la mise en production de nouveaux champs et cela afin de pallier la déplétion de ceux, anciens et épuisés, qui sont actuellement dans une phase de déclin marqué.

La demande, quant à elle, n'a cessé d'augmenter, non seulement à cause du fait que le gaz naturel est l'hydrocarbure à la combustion la plus propre, aux émissions de CO₂ les plus faibles par kWh produit, mais également par sa versatilité dans la production d'énergie électrique, dans le chauffage, ou dans le couplage des deux.

Le gaz naturel et le pétrole sont des cousins germains, mais ils se distinguent par un fait d'importance capitale. Alors que les réserves restantes de pétrole se trouvent réparties sur bon nombre de pays, 56 % des réserves de gaz conventionnel sont concentrées dans seulement trois pays : la Russie, le Qatar et l'Iran. Ces derniers se partagent un gisement gigantesque, aussi grand que l'ensemble des réserves russes réunies. La signification géopolitique de cette situation n'échappe à personne. Fin octobre 2008, il était question que ces trois pays s'allieraient dans une « OPEP du gaz ».

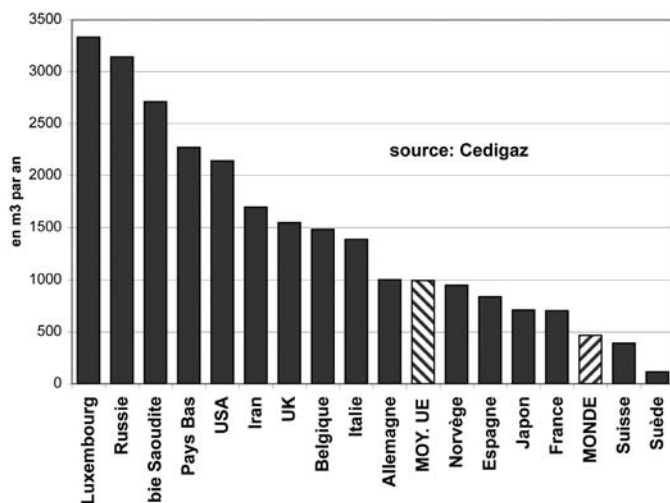
Avant de continuer, un mot sur les unités. Le gaz naturel, chimiquement presque entièrement composé de méthane (CH₄), est mesuré le plus souvent en m³ ; et au niveau des consommations nationales, en milliards de m³. Pour que cette unité soit plus facile à mémoriser, nous admettrons que 1 milliard de m³ est équivalent à la consommation annuelle du Grand-Duché de Luxembourg (ce serait grosso modo le cas sans la centrale Twinerg),

Jean Lamesch

A lire des rapports sur la situation gazière en Europe ou à écouter des responsables discourir du sujet, on est parfois étonné de la légèreté avec laquelle la question des réserves de gaz est traitée.

Jean Lamesch a fait ses études à l'Ecole polytechnique fédérale de Zurich, études qu'il a terminées par un doctorat en chimie physique. Il a fait sa carrière dans la sidérurgie luxembourgeoise, dans la recherche, le domaine commercial et le marketing.

Figure 1 Consommation par tête et par an (2007)



et nous aurons donc l'identité mnémotechnique suivante :

1 milliard de m³ = 1 BCM (à l'anglaise : 1 Billion Cubic Meters) = environ 1 Luxembourg-an.

Après le pic pétrolier, le pic gazier

Alors que la notion de pic pétrolier pénètre peu à peu dans les consciences – et même dans les médias –, celle du pic gazier reste encore dans l'ombre. Les deux sont cependant liées. Le pic pétrolier se déduit du fait incontesté que les découvertes mondiales de brut ont atteint leur maximum en 1965 et que depuis, le rythme des découvertes de nouveaux champs s'est continuellement ralenti (voir *forum*, septembre 2008). Dans le cas du gaz naturel, la situation est similaire, mais décalée : le pic des découvertes mondiales a eu lieu en 1970, quand fut trouvé le North Field au Qatar. Depuis cette année, on a découvert de moins en moins de gisements nouveaux, ce qui laisse présager, comme dans le cas du pétrole, l'existence d'un pic de production mondiale de gaz. Que ces deux pics soient si rapprochés dans le temps n'est pas un hasard, mais est dû à leur relation géologique : beaucoup de champs pétroliers contiennent également de grandes quantités de gaz naturel associé.

On peut donc supposer qu'à l'heure actuelle, les gisements mondiaux de gaz conventionnel ont été pour l'essentiel découverts. Certes, des découvertes mineures continueront à se faire, mais on peut estimer que l'ensemble des réserves mondiales dites prouvées et probables ne dépassera plus de façon notable les 250 000 BCM, desquels 80 000 BCM ont été consommés –, ce qui laisse des réserves de 170 000 BCM². En d'autres mots, nous avons brûlé à l'heure actuelle le tiers des ré-

serves de gaz – alors que pour le pétrole, dont l'exploitation remonte à plus longtemps, c'est déjà la moitié qui est partie en fumée.

Il est bon de rappeler que le fait d'atteindre le pic gazier, comme celui du pétrole, ne signifie pas que l'on n'aura alors plus de gaz, mais que la production ne pourra plus être augmentée face à une demande sans doute en augmentation. Il s'ensuit qu'il se produira alors des tensions grandissantes entre offre et demande – le propre du concept de pic – et qu'il en résultera des problèmes économiques et géopolitiques.

Tenant compte de la croissance de la population mondiale et de l'augmentation de la consommation spécifique, les calculs indiquent que le pic gazier mondial se situera vraisemblablement vers les années 2025-2030, ceci dans l'hypothèse d'une économie sans entraves. Mais nous ne vivons pas dans un monde sans entraves – la crise actuelle le démontre à satiété – et les récessions présente et à venir feront baisser la demande et donc la consommation ; les pics pétrolier et gazier s'en trouveront reportés de quelques années. Inversement, avec la prochaine reprise économique, les pics se rapprocheront à nouveau. Si une incertitude quant à l'échéance exacte du pic gazier est inévitable, sa survenue est indubitable et invoque le principe de précaution.

Il est vrai que l'estimation du pic se complique par une autre donnée, liée à l'existence de types de gaz dits non conventionnels. Par ces catégories, on entend le gaz contenu dans les gisements de charbon, dont l'exploitation est en cours, puis le gaz contenu dans des gisements dits compacts (*tight gas*) qui exigent des technologies plus sophistiquées pour fracturer les couches géologiques afin de libérer le méthane (et dont l'exploitation dépendra du prix du marché) et, enfin, le gaz contenu dans des schistes, à l'instar des sables bitumineux, encore plus inaccessible économiquement. Par ailleurs, il existe, au fond des mers et dans les profondeurs du permafrost sibérien, les hydrates de méthane, des clathrates constitués de molécules d'eau et de méthane, qui existent en très grandes quantités. Ces gisements sont connus depuis des décennies, mais pour leur exploitation, il n'existe aucune technologie, et leur production pose un sérieux risque pour l'environnement.

La consommation gazière par pays

Le graphique en haut de page montre la consommation annuelle de gaz naturel par habitant dans différents pays européens et non-européens.

Dans l'Union européenne, la consommation moyenne par an, indiquée par des hachures, est actuellement d'environ 1 000 m³ par habitant. La dispersion des différentes nations autour de cette moyenne est considérable et mérite quelques commentaires.

Alors que la notion de pic pétrolier pénètre peu à peu dans les consciences – et même dans les médias –, celle du pic gazier reste encore dans l'ombre.

Le pays européen avec la plus forte consommation de gaz est le Luxembourg, avec 3 300 m³ par tête par an, dépassant d'un facteur 3 la moyenne européenne. Nous reviendrons plus loin sur cette situation.

Le second consommateur est la Russie avec 3 100 m³, ce qui appelle quelques remarques : alors que les espoirs européens en matière de gaz reposent en bonne partie sur ce pays, celui-ci s'avère comme le plus gazièvre des grandes nations. Second élément, il faut placer cette consommation indigène russe dans le contexte de sa déplétion pétrolière, c.-à-d. tenir compte du fait que la Russie a dépassé son pic pétrolier au début de cette année. À l'avenir, elle se rabattra donc plus encore sur son gaz, qu'elle utilisera à des fins de substitution. Et enfin, certains experts maintiennent que de nombreuses centrales thermiques russes ont une technologie désuète et une efficacité énergétique déplorable, ce qui contribuerait à expliquer la consommation élevée de gaz.

L'Arabie saoudite apparaît comme troisième consommateur, ce qui n'est pas étonnant si l'on sait que ce pays déploie des efforts extraordinaires pour mettre en place une industrie de dérivés d'hydrocarbures, censée prendre la relève quand les gisements de pétrole arriveront dans leur phase de déclin. Les Saoudiens entendent ainsi devenir les premiers producteurs d'engrais azotés du monde, engrais se fabriquant le plus économiquement à partir de gaz naturel, par le procédé Haber Bosch. Les jours ne seront peut-être plus très lointains où l'agriculture mondiale dépendra en bonne partie de l'Arabie saoudite.

Les autres pays se commentent d'eux-mêmes. La France avec son nucléaire et la Suède avec son hydroélectricité sont parmi les plus économes en gaz.

Le Japon, pays volcanique, donc non sédimentaire, ne dispose par conséquent que de champs gaziers minuscules, et en est réduit à importer tout son gaz par méthaniers. C'est ce pays, champion en technologie LNG qui, avec la Corée, sera à l'avenir le principal protagoniste vis-à-vis de l'Europe en matière de LNG.

Comment se fait-il que le Luxembourg dépasse d'un facteur 3 la moyenne européenne ? Les données du Statec l'expliquent sans peine : elles montrent un brusque dédoublement de la consommation, de 0,80 à 1,5 BCM en début de siècle, quand la centrale Twinerg a démarré. A titre de comparaison, avec une consommation d'avant Twinerg d'environ 0,80 BCM, le Luxembourg se situait au niveau de la moyenne belge.

Un aparté : libéralisation *versus* climat

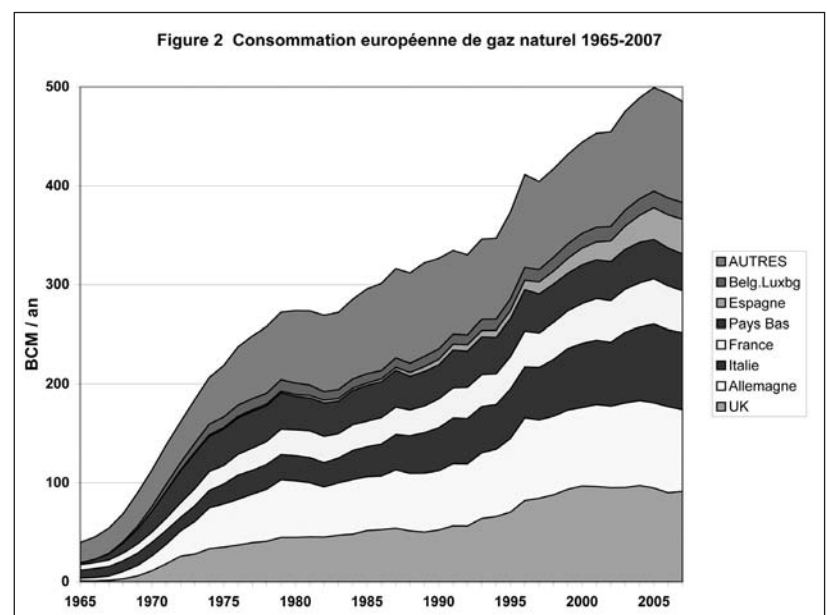
Twinterg est un exemple parmi d'autres de la connexion grandissante en Europe entre le gaz et

l'électricité. Les centrales électriques au gaz, dont on apprécie autant la flexibilité que la relative propreté environnementale, constituent les entités de production électrique qui dictent le prix marginal. Ce sont elles, plutôt que les producteurs *baseload*, qui de ce fait établissent le lien entre prix du gaz et prix de l'électricité. Leur multiplication s'explique par ailleurs par leur coût de financement relativement bas. En effet, certaines technologies, comme le gaz, sont moins exigeantes en termes d'investissement et plus chères en coûts de combustible, alors que d'autres, telles les éoliennes, sont plus coûteuses en investissement et moins chères en frais de production. Ce sont par conséquent les premières vers qui les investisseurs privés se sentent attirés majoritairement, notamment dans un cadre libéralisé. On peut dès lors penser que la dérégulation des marchés, établie maintenant comme doctrine officielle, a eu comme effet de diriger les investissements vers le rentable à court terme, donc le gaz, au détriment du *sustainable*, qui dépend en bonne partie de subsides. Se pose dès lors la question difficile de savoir si, *in fine*, la libéralisation des marchés n'est pas fondamentalement antagoniste à la lutte contre le réchauffement planétaire et aux efforts de diminuer la dépendance énergétique européenne.

Historique et perspectives de la consommation européenne

Le gaz naturel, introduit en Europe au début des années 1960, a éliminé le dangereux et toxique gaz de ville et, depuis lors, a connu une croissance remarquée, comme le montre le graphique suivant.

De 40 BCM en 1965, la consommation européenne est grimpée à environ 500 BCM en 2008. Sur 40 ans, cela correspond à une augmentation



En Russie comme ailleurs, l'ère des découvertes de champs gaziers géants paraît plus ou moins révolue.

moyenne de 6 % par an, ou à un dédoublement tous les 10 ou 12 ans. Cette montée s'explique par le fait que le gaz est venu se substituer au charbon d'un côté, au pétrole de l'autre, surtout après les chocs pétroliers des années 1970. Au fil du temps, il est passé dans le chauffage résidentiel, avec comme conséquence que les hivers plus rudes ou plus doux laissent des traces évidentes dans les chiffres de consommation. Il en est ainsi des deux dernières années, quasi sans neige en Europe du Nord, qui ont vu baisser de façon considérable la consommation.

Quelle sera l'évolution future de la consommation ? Augmentera-t-elle comme par le passé, stagnera-t-elle ou regressera-t-elle ? Question difficile. Y aura-t-il un afflux migratoire en Europe en provenance des pays périphériques, et qui tendra à augmenter la consommation, un peu à l'instar des USA ? Ou bien le changement climatique affectera-t-il la consommation et, si oui, dans quel sens ? Ou encore, sur un registre plus inquiétant, le pétrole déclinera-t-il si rapidement qu'il faudra recourir au gaz pour parer à cette déplétion ? L'avenir est opaque et le restera et nous en sommes réduits à imaginer des scénarios pour élucider un tant soit peu ce qui nous attendra.

Production indigène et pic gazier européen

A l'heure actuelle, la répartition géographique de la provenance du gaz européen se présente comme suit (gaz ex-gazoducs et LNG confondus) :

Provenance	Part
Production indigène (hors Norvège)	38 %
Norvège	17 %
Russie	25 %
Algérie	10 %
Libye	2 %
Egypte	1 %
Nigeria	3 %
Trinidad, Qatar, Oman, autres	4 %

L'UE ne produit plus que 38 % de son propre gaz, en provenance surtout des gisements *off-shore* du Royaume-Uni et des Pays-Bas. D'autres pays produisent également du gaz, bien qu'en quantités bien inférieures, comme l'Italie, l'Allemagne, le Danemark et la Pologne. Si on ajoute à la définition de production indigène celle de la Norvège, on arrive à un taux de 55 %. Il s'ensuit que près de la moitié du gaz européen doit être importée, la majeure partie en provenance de la Russie et de l'Algérie. Les questions cruciales sont dès lors de savoir a) à quel taux cette part indigène va-t-elle diminuer dans les années à venir par la déplétion

des champs européens ? et b) dans quelle mesure les importations futures seront-elles assurées pour combler cette déplétion ?

Comme élément de réponse à la première question, on peut noter qu'en l'an 2000, la production anglaise de gaz, la plus importante d'Europe, s'est brusquement effondrée et continue de se tarir à un taux dont l'ampleur a même surpris les experts. Au moment du pic, la production anglaise était de 108 BCM (donc, 108 fois la consommation luxembourgeoise) et, de ce fait, de loin la plus importante d'Europe. A l'heure actuelle, elle décline à environ 8 % par an. Aucune technologie, aussi avancée fût-elle, n'a permis d'arrêter cette chute.

Pour ce qui est du reste de la production européenne, la chronologie de sa déplétion est résumée par le tableau suivant :

Pays	Année du pic gazier	Production au pic (en BCM)
Roumanie	1985	20
Italie	1994	19
Royaume-Uni	2000	109
Allemagne	2003	18
Pays-Bas	2004	69
Pologne	2004	4
Europe entière	2004	310

L'Europe entière est donc en situation dite de post-pic gazier. Unique consolation dans ce bilan : le seul pays qui n'est actuellement pas en situation de déplétion est la Norvège. Le public est en général peu informé de ces événements, car les gouvernements préfèrent rester muets sur cette situation. Celui de Blair n'a fait aucune déclaration quand la catastrophe des champs anglais de la mer du Nord est devenue manifeste. Quant au gouvernement néerlandais, il a reconnu officiellement l'état d'après-pic en juin de cette année, c.-à-d. avec un retard de trois ans.

La déplétion va suivre inexorablement son cours, sur les années à venir, comme le montre le diagramme à la page suivante.

L'image n'est donc pas réjouissante : depuis 2004, les importations croissantes enserrant le continent dans l'état de l'irréversible dépendance vis-à-vis de tiers.

Le gaz russe

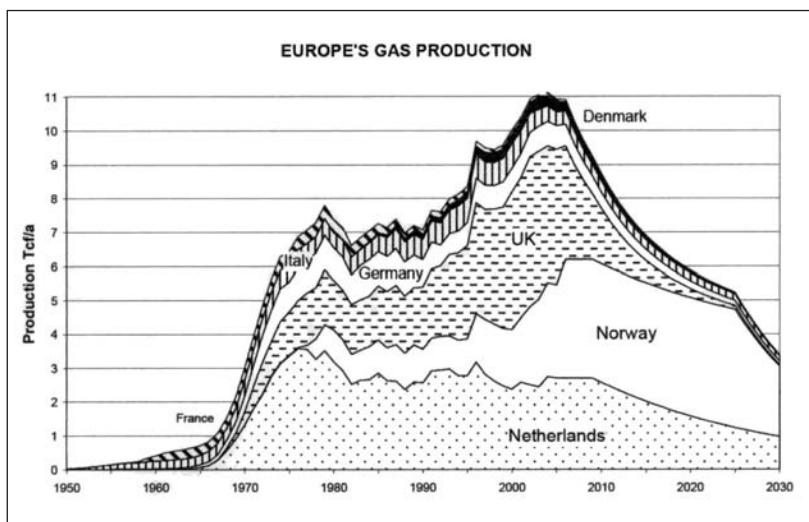
La majorité du gaz importé en Europe provient de la Russie, à raison de quelque 125 BCM. Or la Russie produit, en chiffres ronds, à peine plus de 600 BCM de gaz. Mais elle en consomme les 2/3 sur son marché intérieur, c.-à-d. plus de 400 BCM. Il lui reste, toujours en chiffres ronds, 200 BCM

pour l'export dans les différentes régions mondiales, et elle en dévie les 125 BCM précités vers l'Europe.

Les gisements gaziers russes, de la plus grande importance pour la sécurité énergétique européenne, se situent pour l'essentiel dans une poignée de champs supergéants, à proximité l'un de l'autre, en Sibérie occidentale, au sud-est de la péninsule de Yamal. Ces champs, aux noms bien connus dans le secteur énergétique, à savoir Urengoj, Yamburg, Orenburg et Meshvedye – qui ont encore approvisionné l'ancienne Union soviétique et chauffent maintenant nos maisons – sont en déclin. Gazprom n'en fait pas un secret et admet que leur production cumulée baissera d'environ 90 BCM dans les quatre à cinq années à venir. Il est donc essentiel, pour le maintien de la production russe, que des champs moins anciens, tel Zapolyarnoye et d'autres, arrivent à compenser cette perte. En Russie comme ailleurs, l'ère des découvertes de champs gaziers géants paraît plus ou moins révolue. Les « nouveaux » champs sont ceux repérés depuis des années, même si toute une série n'a pas encore été exploitée. Les champs supergéants étant entourés d'un grand nombre de champs mineurs, la question qui se pose est de savoir dans quelle mesure ces champs mineurs – nombreux, il est vrai, mais au contenu faible – arrivent à compenser le déclin des majeurs. A part la région des vieux supergéants, il reste à développer l'inhospitalière péninsule de Yamal même, sur laquelle reposera en bonne partie notre avenir énergétique. Quelques champs géants (mais non pas supergéants), tel Bovanenkov, sont prometteurs, de même que plus au nord, le bassin de Yushno Russkoye. Plus loin encore, dans la mer de Barents, en plein océan Arctique, le gisement de Shtokmanovskoje, découvert il y a 20 ans, mais extrêmement difficile d'accès, détient des réserves importantes. Ce serait de loin le champ le plus cher à développer, car il se trouve droit dans la trajectoire des icebergs et au-delà du rayon d'action normal des hélicoptères, et nécessiterait des gazoducs sous-marins multiphasés qui n'existent pas encore sur les longueurs requises de 500 km.

D'après les déclarations d'Alexej Miller, *chief executive officer* de Gazprom, les champs supplémentaires devraient arriver à compenser le déclin des supergéants et même à élever la production russe, pour quelques années encore, au-dessus du présent niveau. Au-delà de cette échéance, à en croire de nombreux géologues européens et américains, le pic gazier russe surviendra et se situera dans les années 2015-2020, et ce, à un niveau que l'Energy Information Agency américaine estime à 700 BCM, mais que d'autres, moins optimistes, ne voient pas dépasser les 650 BCM.

Deux facteurs viennent ternir cette image. Le premier est celui des effets de la consommation interne russe, en hausse constante, et qui s'apparente au « scénario des exportateurs défaillants »



Graphique 3 : Pic de 2004 : la production indigène européenne de gaz et déclin subséquent (source : ASPO. Les unités indiquées à gauche, les tera-cubic-feet Tcf, se convertissent en BCM en les multipliant par 30)

décrit dans le précédent article sur le pétrole paru dans *forum*. Cette consommation indigène est considérable et augmente à 2,3 % par an, ce qui fait que sur les dix dernières années, elle a absorbé tout accroissement de la production russe. Par conséquent, le solde, c.-à-d. l'exportation, a stagné lors de cette période et a même régressé en 2006 et 2007.

Se pose dès lors la question de ce qui va se passer si, d'un côté, la production russe ne dépassera pas les 700 BCM par suite de la déplétion naturelle du pays, et si, de l'autre, la consommation continue à monter et à absorber les surplus de production, ce qui paraît normal dans un pays qui s'enrichit à vue d'œil et dont les besoins énergétiques augmentent d'année en année. Un calcul sur base d'une production de 650 BCM et d'une consommation à +2,3 % par an montre que la Russie cesserait ses exportations à partir de 2020.

L'autre facteur concerne la Chine. Comme ses réserves pétrolières vont bientôt dépasser leur pic, elle fait actuellement tous les efforts nécessaires pour mettre la main sur les réserves d'hydrocarbures encore disponibles. Et, pour cela, elle n'hésite pas à entrer dans le jeu des fameuses « conventions bilatérales ». Si un nombre grandissant d'acteurs adoptent ces méthodes dans le domaine de l'énergie (et apparemment, les gouvernements néerlandais et italien en feraient déjà partie), l'accès à ces ressources sera progressivement refusé aux autres, à ceux qui se fient encore à la liberté des marchés. Si maintenant la Russie entend approvisionner l'empire du Milieu par des accords bilatéraux avec la construction d'un nouveau gazoduc sino-russe ouest-est – qui l'en empêcherait ? –, alors le gâteau, qui risque de ne plus augmenter, gisements de Sakhalin déjà escomptés, se partagera entre un nombre grandissant de concurrents agressifs.

En résumé, on peut dire que sur un horizon d'ici à 2020-2025, les approvisionnements russes risquent de ne plus répondre aux espoirs que l'Occident y place.

En résumé, on peut dire que sur un horizon d'ici à 2020-2025, les approvisionnements russes risquent de ne plus répondre aux espoirs que l'Occident y place.

Le cas de la Norvège et des Pays-Bas

La Norvège et les Pays-Bas sont les deux grands producteurs-exportateurs européens restants (le Royaume-Uni étant passé récemment au rang d'importateur). Les grands champs gaziers sont bien connus, tels le Slochteren néerlandais et les Troll et Ormen Lange norvégiens. Il existe un point commun entre ces deux pays producteurs : leurs gouvernements réglementent la production maximale permise, une façon de faire qui étendra la durée de vie des supergéants gaziers.

Slochteren, dont les réserves s'élèvent à 3 000 BCM (donc équivalent à 3 000 ans de consommation luxembourgeoise, ou environ six ans de consommation européenne), a vu réguler son débit maximal à 40 BCM par an. Les Pays-Bas, eux, ont franchi leur pic il y a trois ans, on l'a déjà dit.

La Norvège sera en mesure d'augmenter encore sa production de quelque 30 BCM, passant d'ici cinq ans à environ 115 BCM, ce qui constituera vraisemblablement son maximum. Du fait de la réglementation, ce maximum ne sera guère un pic aigu, mais plutôt un plateau qui se prolongera sur quelques années, avant de décliner.

Les autres pays producteurs mineurs, tels que l'Italie, l'Allemagne, le Danemark et la Pologne, sont tous en déclin et ce déclin viendra s'ajouter à celui des grands producteurs.

Les scénarios d'avenir

Un scénario probable de la consommation européenne jusqu'à 2020 peut se résumer ainsi : à côté de la production indigène décroissante figurent deux scénarios de consommation, l'un à +1 % par an

d'augmentation de la consommation, et le second à +2 %. Leurs lignes partent de la consommation 2007 de 484 BCM. En 2020, ces accroissements somme toute modestes atteindraient un niveau de 550 à 630 BCM. Pour fermer l'écart entre production et consommation, il faudra envisager des importations d'au moins 350 BCM, comme il ressort du graphique suivant. Et même dans un scénario de croissance nulle, les importations s'élèveraient encore à 300 BCM (voir graphique en bas de page).

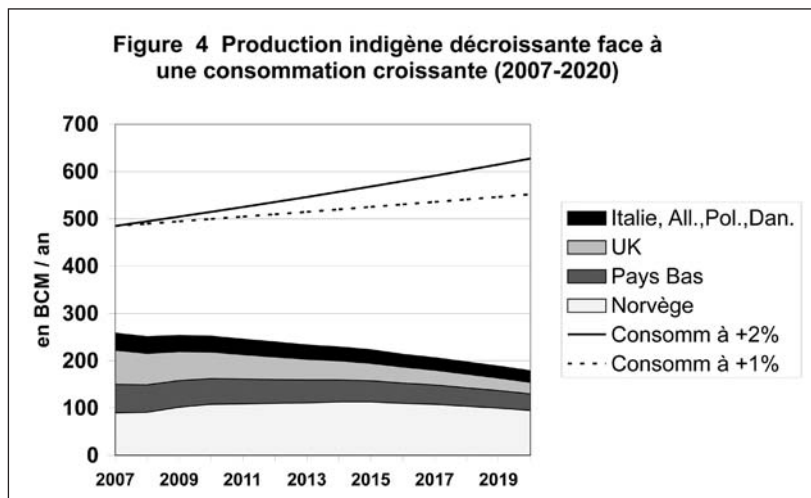
D'où viendront ces quantités de gaz ? Si ni la Russie ni la Norvège ne pourront ou ne voudront augmenter leurs exportations dans de pareilles proportions, il faudra se rabattre sur les approvisionnements par gaz naturel liquéfié, LNG, à amener par voie maritime via les méthaniers. Les fournisseurs qui entrent en ligne de compte sont d'abord ceux des pays nord-africains – Algérie, Libye et Egypte –, qui ont l'avantage de la proximité géographique. Au-delà, on peut envisager les gisements mentionnés précédemment, ceux du Qatar et de l'Iran, qui ne font qu'un du point de vue géologique, mais certes pas sur le plan politique. Plus loin encore, le Nigeria et Trinidad offrent des possibilités d'exportation.

Jetons un coup d'œil sur les pays nord-africains. Comme toujours en pareil cas, l'estimation de leur capacité d'exportation se mesure à la production diminuée de leur consommation interne, qui à son tour est fonction de leur taux de natalité et de leur émergence économique – et cela sur fond des réserves géologiques de chacun des pays. Notons en passant que l'entière exportation de ces pays ne doit pas obligatoirement passer par le LNG, du fait de l'existence de gazoducs méditerranéens vers l'Espagne et l'Italie.

Le graphique suivant – schématique, parce qu'il concerne l'avenir – illustre une évolution probable des exportations « potentielles » de six pays producteurs vers l'Europe, dans les deux décennies à venir, « potentielles » dans le sens qu'il y est supposé que toute la capacité d'exportation sera dirigée vers l'Europe et non ailleurs. Ceci, notamment dans le cas de l'ex-URSS et du Nigeria, est certes éloigné d'un scénario probable.

Comme il a été mentionné plus haut, les données à la base de ce graphique sont fonction des réserves, de la démographie et de la consommation propre de chaque pays. En Algérie et en Egypte, les pics gaziers surviendront dans la décennie suivante. Ils ont été fixés à 2015 (toujours avec la marge d'erreur qui s'impose). La Libye et le Nigeria ne verront apparaître leur pic que beaucoup plus tard, dans plusieurs décennies. Dans le cas de l'ex-URSS par contre, la montée de la consommation interne fera passer les exportations à zéro après 2020. La Norvège apparaît comme un élément de stabilité, même si elle aussi dépassera son maximum d'ici environ dix ans (voir graphique à la page suivante).

Figure 4 Production indigène décroissante face à une consommation croissante (2007-2020)



A l'horizon 2020, les exportations de cet ensemble de pays, et même dans l'hypothèse illusoire et optimiste de l'exclusivité de leurs fournitures pour l'Europe, tomberont vraisemblablement bien en dessous des 300 BCM nécessaires à maintenir, on l'a vu, la consommation européenne. Il s'ensuit que l'UE, si elle veut garantir les niveaux actuels à l'avenir, va devoir se tourner d'ici une dizaine d'années vers l'Iran et le Qatar, mais il s'ensuit également qu'elle y rencontrera une concurrence asiatique acharnée de la part de la Chine, du Japon et de la Corée, qui ne lui feront pas de cadeaux dans les futures *bidding wars*.

En cas d'approvisionnement à partir de l'Iran, actuellement encore sous-développé en matière de gaz, c'est la Turquie qui deviendra un pays de transit de premier ordre pour le gaz vers l'Europe, et il sera intéressant de voir comment elle s'acquittera de ce rôle politique à l'avenir.

Pour ce qui est du LNG du Qatar, qui transite par le détroit de Hormuz, déjà à l'heure actuelle le point le plus névralgique et le plus dangereux de la planète, il verra le trafic pétrolier se doubler du trafic gazier. La sécurité de ses voies d'eau relève en principe de la marine iranienne et qatari. Or il suffit de couler au bon endroit du détroit un seul supertanker pour le bloquer.

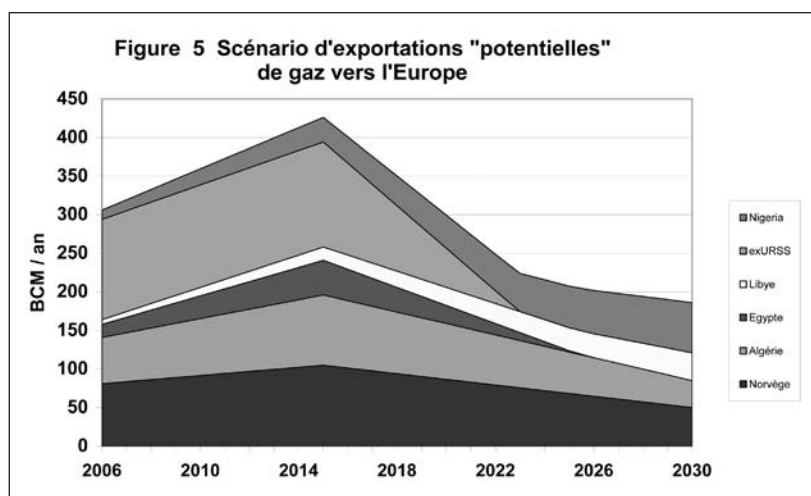
Conclusions

Face aux futurs problèmes gaziers, les points suivants ressortent :

1) Il faut déplorer l'absence d'une politique gazière européenne dans le sens d'une prise en compte des déplétions. Ce que Bruxelles essaie de faire passer pour une politique énergétique se borne pour l'essentiel à un effort de libéralisation des marchés. Mais, on l'a déjà dit au début, à trop se focaliser sur le goulot, on risque de perdre de vue le contenu de la bouteille. Seule (mauvaise) lueur d'espoir : il se peut que le changement climatique nous imposera sans ménagement ce que la menace des pics pétrolier et gazier a été incapable de mettre en œuvre.

2) Le plus grand fournisseur de gaz vers une Europe dont la production dévale depuis 2004 le second versant de son pic gazier, et géographiquement le plus idoine, c.-à-d. la Russie, est l'empire des incertitudes. Certes, Gazprom a toujours honoré ses contrats, et tout porte à croire qu'ils continueront à l'être, mais Gazprom n'est pas une société comme une autre. Gazprom, à l'actionnariat mystérieux, est et reste une émanation de l'Etat russe, soumise à sa souveraineté et au bon vouloir de ses dirigeants. *Caveat emptor*.

3) Les producteurs nord-africains, déjà liés à l'Europe via gazoducs ou LNG, ont des réserves largement inférieures aux producteurs russes, et la plupart connaîtront une phase de déclin au cours



de la prochaine décennie. Restera l'énorme champ North Field/South Pars que se partagent l'Iran et le Qatar, et qui se trouve sur la ligne de partage entre l'Occident et l'Asie.

Le seul véritable pion dont dispose l'Europe sur cet échiquier est le contrôle de sa propre consommation d'hydrocarbures et, partant, de sa sobriété énergétique. Pour le Luxembourg, situé en fin de chaîne des gazoducs, les précautions à prendre face à la menace d'un pic gazier sont les mêmes que celles esquissées dans le précédent article sur le pétrole. Pour parer à une déplétion des hydrocarbures, il est suggéré de mettre en place, outre l'inévitable économie d'énergie, le « Luxembourg-tout-électrique » dans le cadre d'une infrastructure nouvelle du pays, du genre IVL électrique. Et pour cela, des interconnexions plus conséquentes s'imposeront avec les réseaux de tous nos pays voisins, au niveau des énergies classiques autant que des renouvelables.

Pour terminer, il reste à souhaiter que les responsables prennent à cœur le principe de précaution si bien formulé par Thomas Hardy : *"If a way to the better there be, it exacts a full look at the worst."*

¹ Note : Les chiffres de cet article proviennent de données Cedigaz, de la Statistical Review de BP et de l'EIA. Quant aux prévisions, elles s'appuient sur différentes études, dont celle des Associations for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO). Suivant les sources, les chiffres ne sont pas identiques.

² C'est en divisant ce montant par la consommation mondiale actuelle, un peu inférieure à 3 000 BCM par an que l'on arrive aux fameux 60 années de réserves citées dans l'introduction.

Références

<http://www.cedigaz.org/>

<http://www.eurogas.org/>

http://en.wikipedia.org/wiki/World_Largest_Gas_Fields

http://www.iehei.org/Club_de_Nice/2007/LAHERRERE%20Version%20site.pdf

<http://en.rian.ru/russia/20080912/116741069.html>