

Guerre des prix et stratégie de l'incertitude : Quelle stratégie pour les gros fournisseurs du marché gazier européen ?

Sadek Boussena, Catherine Locatelli

Le marché mondial des hydrocarbures est en plein bouleversement depuis près de deux ans et l'instabilité des prix menace de durer. Dans ce contexte incertain, il était instructif de s'interroger sur l'avenir des achats gaziers des pays européens et leurs relations avec leurs fournisseurs.

1. Introduction

Au-delà de la guerre des prix, les fournisseurs traditionnels du marché européen peuvent-ils initier une stratégie en instrumentalisant, en leur faveur, l'incertitude qui pèse sur les prix futurs du gaz ? La nouvelle réglementation visant à établir un marché unique et concurrentiel pour le gaz, la faiblesse de la demande, la concurrence des autres énergies, les surcapacités de réception en GNL de l'UE et l'impact de la baisse des prix du pétrole ont entraîné un rapport de force relativement défavorable aux producteurs. Ces différents facteurs ont conduit à une baisse des prix sur les marchés spots. Dès lors, les gros fournisseurs afin de rester compétitifs se sont vus contraints de déployer des stratégies d'adaptations passives. Celles-ci ont essentiellement consisté à accepter, après d'âpres résistances, la révision de certaines clauses des contrats de long terme de type TOP (*Take or Pay*), notamment celles relatives aux formules de prix afin d'aligner les prix des contrats de long terme avec ceux des marchés spots. Dans les cinq prochaines années, en présence d'un marché de plus en plus liquide, l'intensification d'une concurrence gaz/gaz – avec l'arrivée des exportations américaines de GNL issues du développement des

gaz de schistes – d'une concurrence gaz/charbon dans le secteur de l'électricité (tant que le prix du carbone reste bas), cette réaction défensive suffira-t-elle à préserver durablement la part de marché ?

Au-delà de la simple défense de la part de marché, une optimisation des profits à long terme nécessite, de la part des fournisseurs historiques de l'UE, une démarche plus offensive et construite pour réaliser de meilleurs prix. L'industrie du GNL permet des arbitrages plus fréquents en fonction des *spreads* (différentiels de prix) entre les marchés nord-américain, asiatique et européen, et contribue à l'accélération de la globalisation des marchés gaziers au niveau mondial. Mais tant que la connexion entre les trois principaux marchés mondiaux de gaz naturel est incomplète et que l'unicité de marché n'est pas totalement réalisée, le marché européen connaît une période de transition caractérisée par une situation hybride où des acteurs dominants peuvent encore prétendre à un rôle de premier plan et exercer éventuellement un pouvoir de marché relatif.

L'objectif de cet article est donc de tenter d'apprécier quelle stratégie pourrait être mise en place par un fournisseur (ou un groupe de gros fournisseurs) dominant de l'UE durant la phase de transition dans laquelle se trouve

le marché gazier européen, afin de conserver (augmenter ?) ses parts de marché et maximiser ses revenus. Il s'agit d'explorer les possibilités d'actions stratégiques sur le long terme autres que celles consistant à défendre les volumes au travers d'une guerre des prix. Il vise plus précisément à tenter de définir si une stratégie telle que celle prêtée à l'Arabie Saoudite sur le marché mondial du pétrole par S. Boussena (1994a, b ; 2016) qui consisterait à instrumentaliser l'incertitude sur les prix futurs est envisageable sur un marché gazier. Cette « stratégie basée sur l'incertitude sur les prix » consiste à favoriser la volatilité des cours sur les marchés pour profiter de celle-ci.

À bien des égards, la société gazière russe Gazprom pourrait être qualifiée pour jouer un tel rôle sur le marché européen. Avec 30 % de la fourniture gazière européenne, elle est un fournisseur important qui entend préserver sa part de marché et notamment contrer l'arrivée massive de GNL américain. Mais malgré son poids, Gazprom n'est pas un *price maker*, son pouvoir de marché étant relatif en particulier sur le marché concurrentiel de l'Europe du Nord-Ouest. Il a été ainsi contraint de s'adapter au développement des marchés libres (spots et hubs gaziers) et à la baisse de la demande post 2008 par la modification plus ou moins importante de ses contrats de long terme. Est-il condamné à s'adapter de manière passive à la concurrence qui se profile et aux incertitudes sur les prix qui en font le « fournisseur résiduel passif » du marché gazier européen¹ ? Ou peut-il gérer cette situation et mettre les incertitudes actuelles à son profit ? Gazprom pourrait-il – à l'image de l'Arabie saoudite sur le marché pétrolier – se muer en *swing producer* au lieu de rester un simple fournisseur résiduel passif ?

La réponse peut être positive. En tant que fournisseur déterminant, il a un potentiel d'influence sur les prix. Il dispose pour cela d'avantages comparatifs – coût de production, proximité géographique, infrastructures amorties, surcapacité de livraison. Mais pour ce faire, il devra sensiblement changer sa stratégie en

1. La capacité des hubs européens à absorber les surplus de GNL est principalement déterminée par la capacité du GNL à remplacer les volumes flexibles des contrats de long terme, en particulier les contrats russes (Stokes *et al.*, 2015).

matière de contrat s'il veut pouvoir instrumentaliser les incertitudes sur les prix à son profit. En effet, l'axe central d'un tel comportement serait d'éviter de fournir des signaux de prix aux potentiels concurrents ou, en d'autres termes, « brouiller » la relative prévisibilité que confèrent les contrats de long terme de type TOP. En toile de fonds, se profile donc la question de l'adéquation de la structure de gouvernance de la transaction gazière historiquement centrée en Europe sur les contrats de long terme de type *Take or Pay* à des marchés plus incertains.

Dans un premier temps, nous exposerons la méthodologie de notre article. Nous définirons en particulier ce que peut être pour les marchés du gaz naturel une stratégie qui vise à instrumentaliser l'incertitude sur les prix futurs du gaz naturel. Le comportement de l'Arabie saoudite sur le marché pétrolier international servira de référence et de comparaison afin de mettre en évidence les spécificités des marchés gaziers. Nous montrerons dans un deuxième temps que le marché de l'UE répond aux caractéristiques nécessaires à la mise en œuvre par un acteur dominant d'une stratégie visant à instrumentaliser l'incertitude sur les prix. Nous montrerons dans un troisième que Gazprom peut être considéré comme un acteur important du marché gazier européen susceptible d'endosser le rôle joué par l'Arabie saoudite sur le marché pétrolier. Dans un quatrième temps, nous esquisserons la stratégie que pourrait mettre en œuvre la compagnie russe sur le marché de l'UE. Enfin dans un cinquième temps, nous concluons sur les changements nécessaires, dans le comportement des fournisseurs historiques, à la mise en œuvre d'une stratégie basée sur l'incertitude des prix.

2. Une stratégie basée sur l'instrumentalisation de l'incertitude sur les prix pour un fournisseur dominant

Les évolutions du marché gazier européen et la baisse considérable des prix du pétrole ont leur traduction dans des bas prix du gaz naturel entraînant une compétition par les prix entre les fournisseurs. Pour préserver ses

parts de marché un fournisseur dominant (et historique) peut être tenté d'enclencher une « guerre des prix » au travers par exemple d'une stratégie de prix limite (Benhamad, Percebois, 2014). Mais mener en permanence une telle stratégie n'est pas optimale dans la mesure où elle se traduit par un manque à gagner sur le plan des prix. Face aux pressions concurrentielles, un fournisseur dominant pourrait adopter des stratégies plus offensives autres qu'une simple guerre des prix. Dans un environnement libéralisé et volatil, la stratégie à mener pour un fournisseur en matière d'exportation est une question complexe qui n'appelle pas de réponse unique (Chi-Kong Chyong, 2015).

La « stratégie basée sur l'incertitude des prix » dans le sens donné par S. Boussena (1994a, b, 2016) à propos du comportement de l'Arabie Saoudite, fournisseur dominant du marché pétrolier mondial, se définit comme une stratégie qui fait peser l'incertitude sur les prix futurs. Elle vise ainsi à élaborer une politique qui ne consiste pas à tomber dans une guerre de prix permanente mais à favoriser la volatilité des cours sur les marchés. Il s'agirait de mener celle-ci dans certaines périodes seulement, quand les surplus sur le marché sont substantiels, et de répéter l'opération s'il le faut pour contenir la concurrence potentielle de « gaz lointains » (type GNL australien). L'objectif visé par une telle stratégie est de dissuader des investissements (notamment dans les projets coûteux) afin de contenir l'offre sur le long terme. Elle se déroule au moins en deux phases.

- La première phase : le producteur dominant favorise les signaux de prix vers le bas

Dans un premier temps, le producteur dominant accompagne une guerre des prix (souhaitée discrètement) pour préserver sa part de marché et semer le doute chez ses concurrents. S'il dispose d'un avantage en matière de coût de production et d'une proximité des marchés finaux, il peut rester bénéficiaire y compris vis-à-vis de ses concurrents déjà présents sur le marché. Mais, et c'est le cœur de cette stratégie, cela lui permet de donner un signal prix susceptible de devenir la référence pour ses concurrents potentiels concernant de nouveaux projets. La possibilité de prix bas pendant une

période suffisamment longue suffit à mettre en doute la rentabilité des investissements potentiels. Car en effet, comment réaliser un investissement hautement capitalistique et à temps long comme le GNL alors que les signaux de prix sont bas ?

- La deuxième phase : le producteur dominant s'accommode, voire stimule la volatilité des cours gaziers

Dans un deuxième temps, très important, le producteur dominant peut adopter une « stratégie basée sur l'incertitude sur les prix ». Celle-ci suppose de s'accommoder, voire de stimuler, la volatilité des cours gaziers. Pour ce faire, il lui suffit de s'abstenir d'envoyer des informations sur des prix et des coûts. Au lieu de se lancer uniquement dans une guerre des prix pour défendre une part de marché au travers de baisses de prix systématiques, le fournisseur dominant se contente alors de ne plus donner d'informations suffisantes à la concurrence potentielle de long terme. Celle-ci a en effet besoin de prix de référence pour évaluer la rentabilité des projets de gaz naturel ou de GNL. Le développement de capacités gazières suppose des investissements hautement capitalistiques (et un temps de retour sur investissement long) caractérisés par une aversion au risque. Préalablement, dans leurs projections de taux de rendement interne (TRI) à long terme, les investisseurs retiennent des hypothèses de prix raisonnablement prévisibles. En général, ils se calent sur les informations disponibles quant aux coûts et aux prix des acteurs dominants sur le marché visé. Quand les incertitudes (qui se traduisent par une volatilité des prix) sont d'une ampleur modeste et que cela ne remet pas en cause la rentabilité de l'investisseur, celui-ci peut investir sur le long terme. Il est assuré qu'il existera un prix d'équilibre permettant de couvrir son coût de développement.

C'est là l'une des missions des contrats à long terme de type *Take or Pay* (TOP) : donner (*ex ante*) des garanties aux producteurs-vendeurs qui anticipent un prix minimum de vente avant de se lancer dans la réalisation de projets. D'une part, le niveau du prix de base et l'évolution des prix dans la formule de prix du contrat de long terme devaient assurer une

compétitivité avec les énergies concurrentes sur le marché, le fioul, le gasoil et l'électricité. D'autre part, l'évolution des prix suivait une formule d'indexation pétrole/produits pétroliers. Dans ce contexte, il était possible de faire des prévisions de prix du gaz à long terme en prenant des hypothèses sur le prix du pétrole brut. Même si les prix et la formule contractuelle d'indexation étaient confidentiels, leur pratique au bout d'une certaine période aboutissait à des niveaux de prix aux clients finals pouvant servir de référence à d'autres acteurs et notamment à des investisseurs potentiels dans ce secteur. Ils donnaient également un signal prix du coût marginal de développement des projets qui constituait un prix de référence pour tout investisseur dans sa prise de décision. Qui plus est, la volatilité était réduite du fait de formules d'indexation basées sur des moyennes de prix de 3 à 9 mois. Sans réduire totalement l'incertitude sur l'évolution future des prix, les formules apportent toutefois une certaine prévisibilité et permettent de caler des hypothèses réalistes de prix à long terme. Lorsque la volatilité des prix est forte (comme actuellement) avec des niveaux de prix parfois inférieurs au coût marginal de développement cela ne peut être sans influence sur le processus de décision des investisseurs.

Dès lors, une « stratégie basée sur l'incertitude des prix » suppose implicitement une adaptation des contrats TOP puisqu'il s'agit pour le producteur dominant de ne plus fournir d'informations sur ses prix futurs et ses coûts de production. Dans une logique de compétitivité, il importe également que l'acteur soit en mesure d'évaluer le coût marginal de développement externe d'un concurrent pour s'y référer dans la détermination des prix de ses contrats de long terme. Ces types de contrats assurent une certaine stabilité des transactions (volume, prix) incompatible avec l'objectif d'une stratégie visant à accroître les incertitudes sur le marché. À cet égard, les marchés libres où la volatilité des prix est plus manifeste sont donc plus appropriés. Les gros fournisseurs ne peuvent donc ignorer ces places dont le développement est utile, y compris pour eux, sans pour autant en faire l'axe majeur, voire unique, de leurs ventes et les supprimer

(ou fortement les limiter) comme le suggèrent certains auteurs (Henderson, 2016 ; Rogers *et al.*, 2015 ; Chi-Kong Chyong, 2015²). L'optimum se situerait dans une combinaison des deux formes de commercialisation : garder les contrats long terme et utiliser légalement d'une manière opportuniste les capacités excédentaires sur les marchés libres.

- Les conditions nécessaires à une stratégie basée sur l'incertitude sur les prix sur le marché gazier de l'UE

Pour pouvoir se déployer sur un marché cette stratégie suppose quelques conditions que l'on définit par référence au comportement de l'Arabie saoudite sur le marché pétrolier international. La première est que le marché mondial du gaz ne soit pas totalement globalisé. En effet, il n'existe pas de fournisseur de gaz naturel susceptible au niveau mondial d'exercer un pouvoir de marché comparable à celui de l'Arabie saoudite sur le marché pétrolier international. À l'inverse une telle stratégie peut être envisagée par un fournisseur sur le marché de l'UE durant la phase (actuelle) où ce dernier n'est pas totalement connecté au marché mondial. La deuxième condition porte sur les caractéristiques de ce marché. D'une part celui-ci doit être sur-approvisionné afin d'alimenter la volatilité des cours. D'autre part, s'il doit être concurrentiel pour que puisse s'exercer des comportements stratégiques, cette concurrence doit cependant rester partielle pour qu'un acteur puisse exercer un pouvoir de marché. Le système hybride et ambivalent du marché gazier de l'UE répond à cette caractéristique. La troisième condition est en effet qu'il existe sur le marché considéré (ici l'UE) un fournisseur dominant. La société gazière russe peut prétendre à ce rôle. La quatrième condition est relative à l'acteur dominant. Ce dernier (à l'image de l'Arabie saoudite) doit disposer d'une *spare capacity* (capacité inutilisée) importante. Celle-ci lui permet pleinement de développer des stratégies volumes et donc

2. Selon cet auteur, dans un marché mature de plus en plus concurrentiel, la stratégie pour un gros producteur doit être basée sur la flexibilité et un usage croissant des marchés spot pour maximiser la valeur de sa commodité (Chi-Kong Chyong, 2015, p. 7).

d'avoir la réputation d'être un acteur pouvant influencer les prix.

3. Une concurrence imparfaite : un système hybride de prix et de contrats

Le marché gazier de l'UE répond aux deux premières conditions évoquées pour la mise en œuvre par un fournisseur de gaz naturel d'une stratégie visant à instrumentaliser l'incertitude sur les prix. La politique concurrentielle de l'UE suppose d'élargir les sources d'approvisionnement de l'Europe et de pousser de potentiels exportateurs à considérer ce marché dans leurs stratégies d'exportation. Pour ce faire, les autorités européennes ont encouragé le développement d'importantes capacités de réception (GNL, gazoducs) de plus de plus de 600 Gm³ pour une consommation en 2014 de 387 Gm³. Ces surcapacités de livraison ont permis le développement d'une frange concurrentielle importante qui représente une menace crédible en termes de prix pour les fournisseurs historiques de l'UE. Mais d'une part pour un temps encore, le marché de l'UE n'est pas totalement intégré au marché mondial. Et d'autre part, en dépit du processus de libéralisation mis en place au travers de trois principales directives (celles de juin 1998, de juin 2003 et le 3^e paquet énergie-climat de 2009), il n'est ni totalement concurrentiel, ni totalement intégré.

3.1 Prix spot et prix des contrats de long terme

Une forme hybride de marché perdure, marquée par la coexistence variable selon les régions considérées de différentes formes

3. Celle-ci résulte d'une capacité de regazéification de près de 200 Gm³ - mais avec toutefois un faible taux d'utilisation des capacités de l'ordre de 32 % en 2015 - auquel s'ajoutent des capacités de livraisons par gazoducs en provenance d'Afrique du Nord (65 Gm³ avec un taux d'utilisation de 36 %), de Norvège (127 Gm³, taux d'utilisation de 79 %), de Russie (244 Gm³, taux d'utilisation 48 %) et les deux interconnecteurs (35 Gm³). Cette capacité devrait être prochainement complétée par le TANAP (Trans Anatolian Pipeline soit 10 Gm³) et le TAP (10 Gm³), tous deux en provenance de la Caspienne. Sur ce point cf. Tagliapietra et Zachmann, 2016.

contractuelles et de différentes logiques de formation des prix sur les marchés de gros. Si les marchés spots se sont multipliés, seuls quelques-uns d'entre eux possèdent les caractéristiques nécessaires (profondeur et liquidité) à la définition d'un prix de marché de référence (*marker price*). On considère ainsi que sur le marché européen, seuls le NBP anglais et le TTF hollandais permettent de définir de tels prix dans la mesure où ils sont suffisamment liquides à l'inverse de tous les autres (Petrovich, 2013, Heather, 2015). En effet, à côté de ces « prix de marché » par définition volatils puisqu'issus d'une confrontation permanente de l'offre et de la demande, les contrats de long terme de type *Take or Pay* (TOP) perdurent encore, mais dans une proportion moindre. Ces contrats définissent une logique de formation des prix résultant d'une négociation entre vendeur et acheteur et qui combine des approches *netback* et *cost plus*. Qui plus est, l'évolution des prix se réalise via une formule d'indexation.

Plus généralement certaines clauses de ces contrats (clause de destination finale, durée...) ont été mises en cause par les institutions de l'UE au nom des principes concurrentiels (Glachant et Hautecloque, 2009 ; Scholz et Purps, 2010). Depuis, la part des contrats de long terme diminue dans les transactions gazières modifiant les logiques de formation des prix. Alors qu'auparavant les prix du gaz sur le marché de l'UE étaient fondamentalement orientés par les prix du pétrole via les contrats de LT (environ 90 % des transactions gazières), il semblerait qu'aujourd'hui ce pourcentage ne soit plus que de 32 %. Un peu plus de 60 % des volumes échangés résulteraient d'un prix de marché (IGU, 2015).

En raison de ce système de formation hybride des prix, le différentiel entre les prix issus des marchés spot et les prix issus des contrats de long terme/TOP est de première importance pour les acteurs impliqués dans le marché gazier. Pour tout fournisseur se pose la question de l'arbitrage à effectuer, pour optimiser ses revenus, entre des ventes sur des marchés spots et des ventes au travers des contrats de long terme (Chi Kong Chyong, 2015). Globalement depuis 2010, les évolutions des marchés

du gaz naturel et la chute des prix du pétrole, ont conduit à des baisses significatives des prix du gaz naturel dans l'UE tant pour les marchés spot que pour les contrats de long terme. Les baisses ont d'abord été plus prononcées sur les marchés spots compte tenu des surplus d'offre. Mais l'effondrement des prix du pétrole ont conduit en 2015 à des diminutions significatives des prix du gaz naturel issus des contrats de long terme et contribué à rapprocher les prix spot des prix des contrats de long terme. Outre cette baisse drastique des prix des contrats de long terme, la forte augmentation des capacités de livraison de gaz en Asie a contribué à diminuer les différentiels de prix avec le marché européen (cf. figure 1).

De profondes divergences demeurent toutefois au sein des régions de l'UE quant à ce système de formation de prix et aux logiques contractuelles qui le sous-tendent. Selon certaines études le nord-ouest de l'Europe est dominé par la logique des hubs gaziers. Mais seuls 15 % du gaz est vendu à des prix issus des hubs pour la région méditerranéenne (Stern et Rogers, 2014). De fait, si le marché gazier de l'UE est marqué par un accroissement sensible des pressions concurrentielles, celles-ci se différencient fortement selon les régions européennes considérées, le marché gazier de l'UE n'étant pas totalement intégré (Boersma, 2015 ; Vazquez *et al.*, 2012). Les capacités de regazéifications sont importantes, principalement dans le nord-ouest de l'Europe (Royaume Uni, France, Pays-Bas et Belgique). Pour les autres régions, en l'absence d'interconnexions suffisantes des

réseaux, les pressions concurrentielles sont plus limitées, notamment pour les pays du Sud (excepté l'Italie) et l'Europe centrale et orientale. À moyen terme, la création de nouvelles interconnexions et infrastructures gazières au sein de l'UE modifiera ce paysage⁴. Mais à ce jour, seul le marché gazier Nord-ouest de l'UE peut être considéré comme un marché concurrentiel même imparfait (Renou-Maissan, 2012 ; Heather, 2012) où peuvent se définir un certains nombres de comportements stratégiques de la part des fournisseurs de l'UE. Dans ces conditions, pendant un certain temps – probablement une dizaine d'années –, tant que les interconnexions ne permettent pas une fluidité du gaz dans un marché unique européen, les grands fournisseurs pourraient disposer d'un relatif pouvoir de négociation.

3.2 Le GNL comme support d'une plus grande concurrence sur le marché

La deuxième condition importante d'une stratégie basée sur l'incertitude sur les prix concerne l'approvisionnement du marché et la nécessité d'un surplus d'offre. L'intensité de la concurrence en Europe entre les fournisseurs de gaz est susceptible de fortement croître avec l'arrivée des exportations de GNL

4. On peut considérer que la création de terminaux de GNL dans les pays baltes ainsi qu'une meilleure interconnexion entre l'Europe de l'Est et l'Europe de l'Ouest via l'Allemagne tendent à accroître les pressions concurrentielles dans ces régions de l'UE. En termes de prix, ces évolutions ont eu tendance à limiter le différentiel de prix entre ces régions.

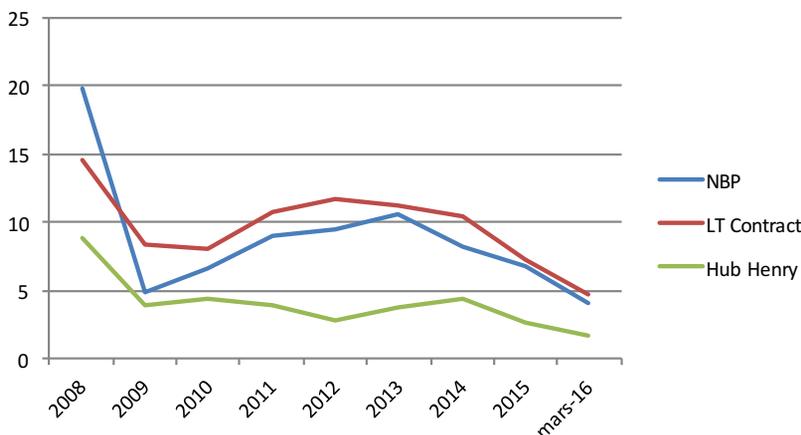


Figure 1 : Évolution des prix du gaz naturel sur le marché de l'UE

américain issues de la production de gaz de schistes. Trois projets d'exportation (Sabine Pass LNG 1, 2, 3 ; Freeport LNG ; Cameron LNG) sont susceptibles de se concrétiser d'ici 2020 représentant une offre de gaz supplémentaire significative de plus de 60 Gm³ (Maugeri, 2014). Initialement destinées au marché asiatique, des quantités importantes pourraient se retrouver en Europe accentuant le caractère résiduel de ce marché et son surplus d'offre. Dans le contexte actuel d'une baisse des prix du pétrole et du gaz naturel, et du ralentissement de la demande gazière asiatique, les exportations américaines de GNL apparaissent de moins en moins compétitives sur ce marché. Avec un prix sur le Hub Henry de 2, \$/Mbtu, le coût de fourniture à l'Asie du GNL américain serait de l'ordre de 8 \$/Mbtu alors que les prix des contrats de GNL traditionnels (avec un prix du baril à 35\$) sont de l'ordre de 5,4 \$/Mbtu et que les prix spot sont de l'ordre de 4,25-4,35 \$/Mbtu⁵. Ceci fait peser des incertitudes sur la viabilité des transactions issues de ces projets.

Dans cette ambiance de prix bas, se pose la question des autres projets d'exportations de GNL (américains) pourraient également se matérialiser. 40 projets d'exportation de GNL vers des pays hors Accord de Libre Échange ont été soumis au DOE américain soit une capacité de presque 397 Gm³/an. Outre les trois projets précédemment cités, dix autres restent en attentes d'une autorisation d'exportation et une douzaine sont au début du processus (Coote, 2016). Mais la baisse des prix du gaz naturel sur les trois marchés régionaux et l'effondrement des prix du pétrole tendent à remettre en cause la compétitivité sur les marchés asiatiques et européens des projets dont les coûts de production sont élevés (Tableau 1).

4. Gazprom : acteur dominant du marché gazier de l'UE

Il reste à déterminer si l'on peut identifier sur le marché gazier de l'UE un fournisseur dominant ayant un pouvoir de marché et

susceptible de revêtir le rôle joué par l'Arabie saoudite sur le marché pétrolier international. Le pouvoir de marché désigne « la capacité d'une entreprise à fixer avec profit le prix au-dessus de son niveau concurrentiel » (Carlton et Perloff, 1998), soit un prix supérieur à son coût marginal. Au-delà de cette définition, « le problème de base que représentent l'identification, la preuve et la mesure d'un pouvoir de marché et de son utilisation éventuellement dommageable » (Hansen et Percebois, 2010) reste une question importante dont la réponse est le plus souvent arbitraire, même si l'on dispose de mesure théorique comme l'indice de Lerner (Motta, 2004). Par conséquent, les approches traditionnelles tendent à estimer le pouvoir de marché d'une entreprise de manière indirecte essentiellement au travers de sa part de marché (Motta, 2004). Ainsi, dans le droit européen de la concurrence, cette notion renvoie à celle de la position dominante d'une entreprise appréhendée par sa part de marché ou par un indice de concentration du marché tel celui d'Herfindhal-Hirschman. En règle générale, l'UE fixe un seuil de l'ordre de 40 % de part de marché. Au-delà de ce seuil, l'entreprise peut être considérée comme étant une entreprise en situation de position dominante (Talus, 2007).

4.1 Gazprom : le fournisseur important de l'UE

Les diverses études menées à ce jour (Jansen *et al.*, 2012 ; Sagen et Tsygankova, 2008, 2006) considèrent que la compagnie russe Gazprom peut être considérée comme une compagnie dominante sur le marché gazier européen. Elle serait ainsi en mesure d'exercer un pouvoir de marché lui permettant par une politique de l'offre de distordre la concurrence. Le facteur généralement évoqué pour justifier le pouvoir de marché de Gazprom concerne la place prépondérante (en termes de parts de marché) occupée par l'entreprise aux côtés de Statoil et de la Sonatrach au sein de l'oligopole de fournisseurs de l'Europe. Depuis les années 1990, les exportations gazières de Gazprom à l'UE sont supérieures à 100 Gm³ et représentent plus de 30 % de ses importations en 2015. De manière générale, le pouvoir de marché d'une

5. « US LNG sets sail into glutted global market », *Petroleum Intelligence Weekly*, 29 Feb 2016 et « LNG Exporters Face Worsening Price Outlook », *Petroleum Intelligence Weekly*, 7 mars 2016.

Tableau 1

Les principaux projets d'exportation de GNL liquéfaction américains

Projet	Début du 1^{er} contrat	Capacité d'exportation (Gm³ /an)	Volume contracté (Gm³/an)	% contracté
Sabine Pass LNG, (Trains 1-4) Cheniere Energy Partners	2016	22,7	22,0	
Cameron LNG (Trains 1-3) Sempra Energy	2018	17,6	17,6	100,0
Cove Point LNG Dominion Cove point LNG	2018	8,4	8,3	98,8
Corpus Christi LNG (Trains 1-3) Cheniere Energy Partners	2018-2019	18,6	11,5	
Sabine Pass (Trains 5-6) Cheniere Energy Partners	2019	13,4		
Freeport LNG (trains 1-3) Freeport LNG Development (ConocoPhillips)	2018-2019	18,6	17,9	
Les projets en attente de la décision de la FERC/MARAD				
Oregon LNG, OR, Leucadia National	2019	13,4		
Elba Island, GA, Kinder Morgan	2018	4,1		
Lake Charles LNG, LA, Energy Transfer	2020	20,7		
Magnolia LNG, TX, LNG Ltd	2018	12,9		
Jordan Cove Energy, OR, Veresen	2019	8,3		
Golden Pass, TX, ExxonMobil, Qatar Petroleum	2019	20,7		
Delfin, LNG, LA, Fairwood LNG	2019	12,4		
Gulf LNG, MS, Kinder Morgan	2018	15,5		
Calcasieu Pass, LA, Venture Global LNG	2019	14,5		
Cameron LNG, LA (Trains 4-5), Sempra Energy	2020	14,5		

Source : Coote, B. (2016). *Surging Liquefied Natural Gas Trade*. Atlantic Council, Global Energy Center et Dinu Patriciu Eurasia Center, 20 p.

entreprise ne peut s'appréhender en dehors de la définition géographique du marché pertinent à considérer (Motta, 2004). En l'absence pour l'heure d'un marché gazier européen unifié et parfaitement interconnecté, cette question est extrêmement importante dans l'analyse que l'on peut mener sur le pouvoir de marché de Gazprom. Sa part de marché est en effet

très variable selon les régions de l'UE. Rapportée aux importations totales des pays considérés, elle est supérieure à 60 % dans les pays baltes (Lituanie, Lettonie, Estonie), dans certains pays d'Europe centrale (Hongrie, République tchèque, Slovaquie), en Allemagne, en Finlande et en Grèce. Rapportée à la consommation gazière totale, cette part de marché est

toutefois moins importante pour l'Allemagne et la Grèce (Tableau 2).

Ce constat est largement confirmé par le calcul d'un certain nombre d'indicateurs de concentration de l'approvisionnement gazier. En particulier, l'indice d'Herfindhal-Hirschman permet d'apprécier le degré de concentration de l'approvisionnement et l'indice de Shannon-Weiner mesure la diversité des importations. Le calcul de ces deux indices met en évidence, pour l'Europe centrale et orientale, la Finlande et les pays baltes, des niveaux de vulnérabilité et de concentration de l'approvisionnement gazier très élevés. À l'inverse, les grands marchés que sont l'Allemagne, la France et l'Italie présentent des niveaux de concentration de leurs approvisionnements en gaz naturel beaucoup moins élevés et donc un approvisionnement plus diversifié (Clastres et Locatelli, 2012 ; Dickel *et al.*, 2014). C'est surtout sur le marché de l'Europe de l'Ouest, plus liquide et plus mature, que les pressions concurrentielles sont importantes.

Pour l'heure dans cette phase de transition où il n'existe pas de marché unique liquide, Gazprom ne serait ainsi en mesure d'exercer son pouvoir de marché que dans certaines régions (Pays baltes, Europe centrale et orientale), ce qui lui permettrait de différencier les prix de ses contrats de long terme. La logique de maximisation des revenus le conduirait sur les marchés où les pressions concurrentielles sont faibles à imposer des prix plus élevés que dans les segments plus concurrentiels du marché gazier européen où l'entreprise doit tenir compte des actions de ses principaux concurrents. Les contrats étant secrets, les informations dans ce domaine sont parcellaires et restent sujettes à caution. On dispose pour l'heure des conclusions de l'UE qui, dans son enquête (ouverte en 2015) contre Gazprom pour abus de position dominante dans huit pays européens (Bulgarie, République tchèque, Estonie, Hongrie, Lettonie, Lituanie, Pologne et Slovaquie), qualifie les prix des contrats signés dans ces pays d'*unfair prices*.

Tableau 2

Dépendance de quelques pays de l'UE vis-à-vis du gaz russe

Pays	Volume importée de Russie, Gm ³ , 2014	Importations russes/ importations totales, %	Importations russes/ consommations %
Allemagne	40,3	63,8	56,8
Autriche	4,0	51,9	51,2
Belgique	9,9	67,3	67,3
Bulgarie	2,8	100,0	100,0
Estonie	0,4	100,0	100,0
Finlande	3,1	100,0	100,0
France	7,6	22,0	21,2
Grèce	1,7	73,9	63,0
Italie	21,7	43,2	38,2
Lettonie	1,0	100,0	100,0
Lituanie	2,5	100,0	100,0
Hongrie	5,4	64,3	64,3
Pologne	9,1	55,8	55,8
Rép. tchèque	8,0	75,2	
Slovaquie	4,4	100,0	100,0
UK	15,5	51,0	23,2

Sources: Gazprom, Rapport 2015, BP Energy statistical review, 2015.

On peut également mentionner les données publiées par J. Stern qui en moyenne montrent des prix plus élevés pour les pays d'Europe du Sud et les pays d'Europe centrale par rapport à l'Europe de l'Ouest mais, comme le souligne l'auteur, ceci n'est pas vrai pour toutes les années et pour tous les pays (Stern, 2014).

4.2 Gazprom n'est pas un *price maker*

Compagnie importante sur le marché gazier européen, ses stratégies peuvent influencer sur les prix du gaz en Europe. Mais Gazprom n'est pas un *price maker* sur le marché européen. La structure contractuelle de ses ventes dominée par les contrats TOP est une limite à l'exercice de son pouvoir de marché. Dans le cadre des contrats de type TOP, la capacité de Gazprom à manipuler les prix est relative, bornée par les obligations de livraison et par les clauses de prix des contrats. Le pouvoir de marché de l'entreprise peut porter sur le P_0 et les indices d'indexation de la formule de prix lors de la signature du contrat. Mais une fois le contrat signé, l'entreprise dispose de peu de marges de flexibilité, même si des clauses de révision de prix sont prévues dans le contrat. Qui plus est, dans le cadre de formules d'indexation des prix sur ceux du pétrole comme le sont les contrats de Gazprom, les conditions du marché mondial du pétrole sont plus déterminantes de l'évolution des prix du gaz naturel que celles du marché gazier européen, comme on peut aujourd'hui le constater. Les clauses TOP des contrats de long terme contraignent également tout comportement stratégique portant sur les volumes. Les fournisseurs sont dans l'obligation de garantir les livraisons minimales prévues par les clauses du contrat, ce qui limite leur capacité à influencer sur les prix au travers de restrictions en matière de volumes exportés. Là encore, de telles stratégies ne sont concevables, pour un exportateur important ou dominant, que sur des marchés spot.

De fait, l'exercice d'un pouvoir de marché susceptible de modifier les prix du gaz naturel suppose des marchés spot suffisamment liquides où le prix est fonction de l'offre et de la demande de gaz naturel. À ce jour, Gazprom s'est toujours refusé à intervenir massivement sur ces marchés, préférant maintenir ses ventes

au travers de contrats de long terme. Cela ne l'empêche pas à l'occasion de jouer une telle carte pour bénéficier des différentiels de prix. Mais les volumes exportés sous cette forme restent faibles en comparaison de ses ventes organisées par les contrats de long terme. L'importance de ses livraisons à l'Europe pourrait en faire un des acteurs les plus influents des marchés spot, dans l'hypothèse où celui-ci choisirait cette forme de commercialisation pour ses exportations de gaz naturel.

La structure de l'actionnariat de Gazprom peut être également considérée comme une limite à son pouvoir de marché. Gazprom n'est pas une compagnie comme les autres grands acteurs intervenant dans le pétrole et le gaz. Toute analyse des comportements et des stratégies qu'il est susceptible de mettre en œuvre doit tenir compte de la composition de son actionnariat. Il se doit ainsi de répondre aux intérêts de son actionnaire dominant, l'Etat russe (51 %). L'objectif prioritaire de ce dernier est sans nul doute la valorisation de la rente gazière et les équilibres budgétaires dont Gazprom est pour l'heure encore un élément essentiel. On considère ainsi que les exportations de la compagnie gazière représentent environ 12 % des exportations de la Russie, l'industrie gazière contribuant pour près de 5 % au budget de l'Etat (Mitrova, 2014). Dans ces conditions, il ne peut être un acteur pouvant déployer une stratégie selon ses stricts intérêts. La stratégie de Gazprom est forcément aussi celle de l'Etat russe, d'autant que ce dernier ne cesse d'être tenté d'utiliser les ressources gazières comme un levier géostratégique.

- Gazprom doit s'adapter passivement au nouveau contexte européen

Les surcapacités de livraisons existantes par rapport à la consommation gazière de l'UE ont permis le développement d'une frange concurrentielle importante qui représente une menace crédible en termes de prix et oblige Gazprom à la prendre en compte dans son comportement d'exportation⁶. La période 2009-

6. Toutefois, dans d'autres régions où Gazprom dispose d'une part de marché considérable (Europe centrale et orientale, Grèce, Bulgarie pour l'Europe du Sud) en l'absence d'une infrastructure adéquate, les pressions

2015 l'illustre parfaitement puisque sur le marché de l'Europe du Nord-Ouest, qui est son marché d'exportation prioritaire, Gazprom a été contraint de jouer le jeu concurrentiel et d'adapter progressivement ses contrats de long terme, afin que ces derniers restent compétitifs par rapport aux prix spot et aux hubs. Ces adaptations ont essentiellement consisté à modifier les termes de flexibilité des livraisons et certains aspects de la formule d'indexation des prix, pour que celle-ci permette d'assurer des prix compétitifs sur les marchés gaziers tout en maintenant la logique des contrats TOP.

La formule de prix des contrats de long terme de Gazprom est restée sur cette période basée sur une indexation sur le pétrole et les produits pétroliers. Mais, d'une part, Gazprom a dû accorder une diminution du prix au travers de rabais (estimés à 7 - 10 %) consentis à un certain nombre de ses clients. D'autre part, la compagnie a pu procéder à des modifications plus durables en ajustant les composantes de la formule, soit au travers d'une diminution du prix de base, le P_0 (ce qui a eu pour effet de diminuer l'écart entre le prix résultant de l'indexation des contrats TOP et les prix issus des hubs, les prix spot), soit au travers d'une modification de l'importance relative des différents produits pétroliers dans la formation du prix et d'une diminution des coefficients affectés à chacun de ces produits. En conséquence, le prix du gaz russe était en moyenne de 10,0 \$/MBtu en 2013 puis de 9,75 \$/MBtu en 2014. Depuis juillet 2014, la forte baisse des cours du pétrole conduit mécaniquement, via les formules d'indexation corréliées, à une baisse du prix des exportations de Gazprom vers l'Europe. Ainsi en moyenne en 2015, le prix des exportations de Gazprom vers l'Europe a été de l'ordre de 6,17 \$/MBtu contre 14,5 \$/MBtu en 2008. En février 2016, il est à la frontière allemande de 4,7 \$/MBtu.⁷ On peut donc conclure que les modifications

évoquées, combinées à la baisse des prix du pétrole, ont conduit à une baisse de plus de 50 % des prix et ont permis de réaligner les prix de ses contrats sur ceux des marchés spot (notamment le TTF).

Par ailleurs, la compagnie a cherché à flexibiliser ses contrats en introduisant ou en modifiant certaines clauses afin de prendre en compte plus rapidement les évolutions des prix et de répondre à la volatilité importante du marché gazier européen. Il semblerait notamment que des périodes plus courtes, quant au processus de révision des prix (clause de révision des prix), aient été définies ainsi, qu'une modification des périodes sur lesquelles portent l'indexation des prix (*backward oil indexation*). Pour certains contrats de Gazprom, des assouplissements relatifs à la flexibilité des enlèvements et aux quantités soumises le cas échéant à la clause TOP ont été introduits⁸. En jouant simultanément sur la flexibilité des quantités à enlever et le niveau des prix plus proche de ceux des marchés spot, Gazprom a réussi à maintenir un minimum de compétitivité de ses ventes sur le marché européen. Ceci témoigne d'une stratégie d'adaptation à un environnement plus concurrentiel où l'offre dépasse nettement la demande.

La compagnie peut aussi à l'occasion vendre de faibles quantités sur les marchés spot (17 Gm³ en 2017 soit 8 % de ses ventes, Henderson, 2016). De plus en 2015, un nouveau mécanisme de vente a été expérimenté par Gazprom qui démontre sa volonté de s'adapter au nouveau marché gazier européen. Il a ainsi recouru au mécanisme des enchères pour vendre près de 4 Gm³ de gaz sur des points de livraison en Allemagne. La même logique devrait être mise en œuvre en 2016 pour des volumes de l'ordre de 6 Gm³. Ceci pourrait annoncer un accroissement significatif de ses ventes sur les marchés libres. Cela implique-t-il une plus grande influence sur les prix ?

concurrentielles restent faibles en dépit de l'importante capacité de regazéification de l'UE en 2015 (Richter et Holz, 2015).

7. Selon certaines études, le prix en moyenne sur les marchés spot européens pourrait être de 4,39 \$/MBtu en 2016. « LNG Exporters Face Worsening Price Outlook », *Petroleum Intelligence Weekly*, 7 mars 2016.

8. Selon L. Franza (2014), dans le contrat signé entre l'ENI et Gazprom, la clause de *Take or Pay* aurait été abaissée de 85 à 75 %. Henderson et Mitrova (2015, p. 34) citent un chiffre de 70 % pour le niveau de *Take or Pay* minimum.

5. Vers un comportement plus offensif de Gazprom ?

À court terme, Gazprom peut s'accommoder d'une baisse des prix qui, avec son avantage comparatif d'un coût de production moindre, de proximité des marchés, d'infrastructures amorties et de surcapacité de production et de livraison, lui permettra de maintenir sa part de marché. Mais au-delà de cette stratégie défensive, est-il en mesure d'enclencher une politique plus complexe qui fasse peser l'incertitude sur les prix futurs ? Cette question se pose particulièrement pour son marché de l'Europe du Nord-Ouest qui est essentiel pour la compagnie en termes de volumes exportés. À l'image de l'Arabie Saoudite sur le marché pétrolier, il dispose d'un certain nombre d'atouts, bas coût de production, capacité de production et de transport excédentaires qui sont des conditions essentielles pour développer un tel comportement. Cela ne suffit toutefois pas à en faire le *swing producer* du marché gazier européen comme peut l'être l'Arabie Saoudite sur le marché pétrolier.

5.1 Dans une première phase, favoriser les signaux de prix vers le bas

Nous l'avons vu, toute stratégie basée sur l'incertitude sur les prix passe par une première phase où le producteur dominant favorise les signaux de prix vers le bas. Ceci conduirait Gazprom à définir des prix plus bas que ceux de la concurrence, afin de dissuader l'entrée de nouveaux concurrents, en particulier le GNL américain, et préserver ses parts de marché. Il dispose pour cela d'un certain nombre d'avantages comparatifs.

- Les surcapacités de livraison de Gazprom à la frontière de l'UE

En premier lieu, Gazprom a aujourd'hui une capacité de production supérieure à ses ventes. Celle-ci s'explique d'une part par la faiblesse de la demande gazière russe et européenne, et d'autre part par la montée de la production des indépendants gaziers (Novatek) et des compagnies pétrolières russes (Rosneft)⁹ qui écoulent

9. À moyen terme, selon J. Henderson (2013), ces nouveaux acteurs du marché gazier russe ont des réserves

leur production sur le marché intérieur de la Russie. Par conséquent, ce dernier est aujourd'hui sur-approvisionné (Mitrova, 2014). Cette surcapacité de production est évaluée à plus de 100 Gm³ (Debentsov, 2015, Rogers, 2015)¹⁰. Gazprom dispose également d'importantes capacités de transport à destination de l'Europe, que l'on peut évaluer à 244 Gm³ au travers de trois grandes voies d'exportation, la route par l'Ukraine, celle par la Biélorussie (Yamal D) et celle par le Nord Stream I et II (auquel s'ajoute le « Blue Stream » sous la mer Noire). Ces capacités de transport sont à comparer à des exportations en 2015 de l'ordre de 159 Gm³. Notons qu'actuellement les volumes exportés par l'Ukraine, compte tenu des tensions politiques, se sont limitées à 51 Gm³ en 2015.

Cette surcapacité de livraison non utilisée (production + transport) a deux implications importantes. La première est que l'entreprise peut faire varier sa production et ses exportations en fonction de sa stratégie et des évolutions du marché gazier européen. Elle peut en particulier lui permettre d'aller sur le marché spot à une échelle suffisamment importante pour peser sur les prix, ces derniers servant en effet de référence pour le coût marginal de développement du GNL concurrent. La deuxième est qu'elle n'est plus contrainte, au moins à moyen terme, d'investir massivement dans le développement de nouveaux gisements pour approvisionner l'Europe (Lunden *et al.*, 2013).

- Les coûts de livraison de Gazprom à la frontière de l'UE

Le deuxième atout dont bénéficie Gazprom dans une éventuelle guerre des prix est celui du coût de sa fourniture gazière à l'Europe. Il dispose en la matière d'un avantage incontestable car étant en surcapacité de production et de livraison, il peut commercialiser son gaz au coût marginal de livraison à la frontière européenne. Différentes estimations permettent d'apprécier le coût de production de Gazprom,

suffisantes pour produire 350 Gm³ à l'horizon 2020 à partir de gisements dont les coûts de production pourraient être moins élevés que ceux des nouveaux gisements de Gazprom.

10. *International Gas Report*, n° 791, 8 février 2016

et plus précisément le coût de sa fourniture gazière à l'Europe. Celles d'Henderson et Mitrova (2015), de Stokes *et ali*, (2015), mais aussi celles parcellaires de Gazprom (2016), permettent d'estimer un coût de livraison marginal du gaz russe à la frontière allemande de l'ordre de 3,80 \$/MBtu. Cette estimation résulte du coût marginal de production aux champs estimé à 0,36 \$/MBtu, auquel s'ajoute la *Mineral Extraction Tax* (0,35 \$/MBtu), le coût du transport en Russie (0,81 \$/MBtu), le coût du transport par le NordStream (1,20 \$/MBtu) et la taxe à l'export. À ces niveaux, compte tenu de leurs coûts de production, d'autres vendeurs déjà présents peuvent également survivre (Sonatrach, Statoil...). Ils peuvent être pour Gazprom des alliés implicites dans cette stratégie. À l'inverse ce signal prix – surtout s'il dure – est insupportable pour le financement des projets futurs. Il laisse planer un risque trop gros sur leur rentabilité. En matière de coût de développement marginal, la référence qui compte aujourd'hui dans le contexte européen est celle du GNL américain qui, à moyen/long terme, est le concurrent majeur le plus crédible du gaz russe sur le marché européen. Sur ce plan, le contrat type Cheniere (Sabine Pass,) est très instructif quant au coût technique minimum de livraison du GNL américain à l'Europe¹¹. Sur la base d'un prix du gaz naturel au Hub Henry de 2 \$/MBtu (variable), on ajoute un coût de liquéfaction compris entre 2,25 \$-3 \$/MBtu, un coût de transport maritime de 1,3-1,5 \$/MBtu et un coût de regazéification de 0,5 \$/MBtu. On obtient un coût total rendu Europe entre 7 et 8 \$/MBtu. Au final, dans les conditions technologiques actuelles, des prix (frontière UE) entre 3,8 \$ à 7,5 \$/MBtu sont acceptables pour certains fournisseurs (dont Gazprom, Statoil et Sonatrach), mais seraient dissuasifs pour de nouveaux projets de GNL (quelle que soit leur provenance). En effet, comment initier un investissement hautement capitalistique et à temps long pour un projet de GNL quand les signaux reflètent des prix si bas ?

11. Cette usine de GNL est très spécifique puisqu'il bénéficiait d'infrastructures déjà existantes et de clients contraints (par leurs engagements passés de réservation de capacités : fees de 3 \$/MBtu). Les projets US suivants seront plus coûteux.

5.2 Dans une deuxième phase, favoriser la volatilité des prix

Dans cette deuxième phase, l'objectif pour Gazprom serait d'instrumentaliser les incertitudes sur les prix pour maintenir ou accroître sa part de marché tout en recherchant le meilleur prix possible. La stratégie basée sur l'incertitude sur les prix vise en effet à jouer et à augmenter l'amplitude de la volatilité des cours gaziers pendant une phase de transition (10 ans ?) où le marché européen resterait encore non totalement connecté au marché mondial.

Dans les conditions présentes favorables aux acheteurs, les prix du gaz entrée UE resteraient probablement dans une fourchette de 4 \$/MBtu à 8 \$/MBtu, sachant, de surcroît, que le prix équivalent du charbon, concurrent sur le marché européen, ne dépasse pas 4 à 5 \$/MBtu. Les fournisseurs historiques de l'UE peuvent agir à la marge sur les marchés libres, tout en restant dans cette bande de prix constituée par le coût marginal de court terme de la fourniture gazière à l'Europe de ses fournisseurs historiques et le prix moyen de la fourniture à la frontière de l'UE de ses principaux concurrents en GNL. Avec une telle amplitude potentielle de variation, la forte volatilité des cours, favorable à la stratégie basée sur l'incertitude sur les prix, serait assurée. Il suffirait de laisser les cours bas un certain temps et de répéter l'opération si besoin, pour contenir la concurrence potentielle de « gaz lointains » (type GNL australien) et retarder l'arrivée massive du GNL de gaz de schiste américain. L'optimum pour les fournisseurs historiques se situerait donc dans une combinaison des deux formes de commercialisation : garder les contrats de long terme et utiliser légalement d'une manière opportuniste les capacités excédentaires sur les marchés libres quand c'est dans leur intérêt.

Compte tenu de ses coûts de livraison à la frontière européenne à partir de gisements et d'infrastructures existantes, Gazprom serait en mesure de mener une telle stratégie. Par ailleurs, si les prix de ses ventes gazières sur le marché russe augmentent et lui assurent un niveau de rentabilité suffisant, le producteur pourrait être encouragé à prendre en charge le coût d'une incertitude des prix futurs sur le marché européen et accepter des prix à la

marge pendant certaines périodes. Il est important en effet de rappeler que la stratégie de Gazprom sur le marché européen n'a jamais été indépendante de celle menée sur son marché intérieur qui constitue l'essentiel de ses ventes (Boussena et Locatelli, 2011).

Ses capacités de transport (et les objectifs d'accroissement sensibles de ces dernières) ainsi que ses capacités de production, sont également un facteur important d'une stratégie basée sur l'incertitude des prix. Ils laisseraient supposer que Gazprom dispose sur le moyen-long terme d'une *spare capacity* significative et nécessaire à la mise en œuvre d'une telle stratégie, à l'image de celle de l'Arabie Saoudite. Les trois grands projets d'infrastructures gazières à destination de l'Europe actuellement évoqués par Gazprom pourraient ajouter 103 Gm³ de capacité supplémentaire (cf. tableau 3). Ceci porterait la capacité d'exportation de la Russie à 347 Gm³, soit le double de ses exportations actuelles à destination de l'Europe. Si l'on fait l'hypothèse que les Russes entendent durablement limiter (mais pas arrêter) les exportations par l'Ukraine aux volumes actuels, la capacité d'exportation de la Russie serait dès lors proche des 250 Gm³.

Enfin, cette stratégie peut être menée en concertation avec d'autres gros fournisseurs de type NOCs (compagnies pétrolières nationales) de l'UE : Qatar, Algérie. Sans aller jusqu'à la mise en place d'un oligopole formel, ceux-ci peuvent se concerter pour adopter des attitudes communes en matière de politique contractuelle par rapport au marché de l'UE.

5.3 Gazprom peut-il développer pleinement cette stratégie ?

En dépit de ses atouts, certains facteurs peuvent toutefois gêner Gazprom dans sa capacité à totalement mener une stratégie comparable à celle de l'Arabie Saoudite sur le marché pétrolier. Tout d'abord Gazprom n'est pas un *swing producer*, mais bien un fournisseur résiduel (ou un *swing producer* passif), ce que reflète son absence de pouvoir de marché. Sur les hubs européens, le GNL – particulièrement celui écoulé par les compagnies pétrolières internationales mais aussi avec moins d'agressivité celui des NOCs – tend à concurrencer et à se

Tableau 3

Les projets d'accroissement des capacités d'exportation de gaz naturel de la Russie à destination de l'Europe

Gazoducs	Capacité, Gm ³
Nord Stream 3	27,5
Nord Stream 4	27,5
Yamal-Europe 2	15,0
TurkStream	32,0
Blue Stream Expansion	1,0
Total	103,0

Source : « *Russia's European export options* ». International Gas Report, n° 785, 2 novembre 2015

substituer, lorsque les prix le permettent, aux volumes flexibles des contrats de long terme de Gazprom. Dès lors, ce dernier se positionne sur les hubs européens comme un fournisseur résiduel ou, comme le qualifient Stern et Rogers (2014), de fournisseur «tampon ou absorbeur de choc ». Par conséquent, il n'est pas un fournisseur de type *swing*, ce qui le place dans une position passive, au sens où il doit ajuster ses prix à ceux qui sont déterminés par ailleurs sur les marchés libres. À la différence de l'Arabie Saoudite sur le marché pétrolier, ce n'est pas la Russie qui décide de se positionner en fournisseur de dernier recours. Ce sont les acheteurs qui la confinent dans ce rôle. L'enjeu pour Gazprom serait de passer d'un rôle de fournisseur résiduel à un rôle de *swing producer* actif.

- *Gazprom n'a pas une spare capacity telle que celle de l'Arabie saoudite*

Ensuite, la surcapacité d'exportation de Gazprom n'est pas vraiment une *spare capacity* à l'image de celle de l'Arabie Saoudite. Elle ne résulte pas d'un comportement stratégique de l'entreprise. Elle est le fruit de décisions d'investissement passées, basées sur une surestimation de la demande de gaz naturel tant sur le marché européen qu'en interne. Cette surestimation des perspectives de demande l'a conduite à développer de nouveaux gisements (par exemple Bovanenko) dont la production ne trouve aujourd'hui de débouchés

ni sur son marché intérieur ni sur le marché européen. Par ailleurs, la montée en puissance des indépendants sur le marché gazier russe en état de concurrencer Gazprom sur des segments importants de son marché, a contribué à accroître la surproduction de Gazprom par rapport à la consommation gazière russe (Henderson, 2013). Elle n'en demeure pas moins un atout pour Gazprom.

- *Le rôle de l'Etat en tant qu'actionnaire dominant*

Enfin, même si Gazprom dispose d'avantages (taille, importance des réserves, faibles coûts de production) qui lui permettraient de se positionner de manière stratégique sur le long terme et de développer un comportement offensif, l'Etat, en tant qu'actionnaire dominant aux objectifs différents, peut fortement le contraindre dans sa stratégie. La maximisation de ses revenus n'est pas le seul objectif de la compagnie. Celle-ci doit assurer la maximisation de la rente de l'Etat, ce qui n'est pas forcément corrélé. La place de Gazprom dans l'économie russe et l'importance des revenus issus des hydrocarbures pour les équilibres budgétaires de l'économie sont de fortes contraintes qui s'imposent à l'entreprise. Ainsi, pour le pétrole, c'est l'Etat saoudien qui joue le rôle du « producteur dominant », Aramco n'étant qu'un instrument du gouvernement. Toutefois, en s'adossant à l'Etat russe il dispose d'un appui qui lui permet d'avoir des leviers supplémentaires par rapport aux compagnies pétrolières internationales (IOCs).

Conclusion : l'enjeu, la modification des contrats de long terme de type *Take or Pay*

Tant que le marché gazier de l'UE n'est pas totalement libéralisé, on peut considérer que Gazprom est en état de jouer une stratégie visant à faire peser une incertitude sur les prix du gaz naturel, et ce plutôt que de s'engager dans un simple comportement de guerre des prix. Toutefois, pour ce faire il devra sensiblement changer sa politique contractuelle. Jusqu'à ce jour, celle-ci a été largement centrée sur les contrats de long terme de type *Take or Pay*. Certaines études concluent hâtivement que la

meilleure option pour Gazprom serait de jouer totalement la carte de la libéralisation et des ventes sur les hubs gaziers (Henderson, 2016). Mais il existe peut-être une autre voie tout aussi prometteuse pour les fournisseurs historiques de l'UE.

Avec des marchés gaziers plus concurrentiels et plus volatils, entretenir l'incertitude sur les prix suppose une adaptation des modèles de contrats de long terme de type TOP. Ces derniers furent utiles pour développer l'industrie gazière. En Europe et en Asie, pour des raisons de sécurité, les acheteurs aussi en ont encore besoin. Cependant, est-il toujours dans l'intérêt des fournisseurs d'assurer une prévisibilité des prix au travers de ces contrats ? La Russie, l'Algérie, le Qatar et la Norvège ont l'avantage de vendre à partir d'installations existantes et donc une marge plus grande pour négocier ces nouveaux contrats. Ils ne peuvent cependant faire l'économie d'une réflexion sur un nouveau design des clauses relatives à la durée, aux obligations, à la flexibilité, au TOP et aux formules de prix (Boussena, 1999). L'objectif étant de réduire, autant que possible, la prévisibilité induite par ces contrats sous leur forme actuelle. Des pistes existent, mais c'est un autre sujet qui ne pourra s'écrire qu'avec les négociations concrètes dans le nouveau contexte gazier mondial, plus libéralisé.

Enfin l'avantage d'une stratégie basée sur l'incertitude sur les prix est qu'elle peut se pratiquer sans avoir à être affichée ou assumée, le leader pouvant entraîner (sans formalités d'alliance) d'autres vendeurs ayant les mêmes avantages concurrentiels (l'OPEP pour l'Arabie Saoudite). ■

Bibliographie

- Benhmad, F., Percebois, J. (2014). La révolution des gaz de schiste va-t-elle conduire la Russie à adopter une stratégie de prix-limite ? *Medenergie*, n°44, mai.
- Boersma, T. (2015). *Energy Security and Natural Gas Markets in Europe :Lessons from the EU and the United States*. Routledge, 188 p.
- Boussena, S. (2016). Une nouvelle stratégie pétrolière de l'Arabie saoudite ? *Pétrostratégies*, (1441), p. 7-8
- Boussena, S. (1994a). Prix du pétrole et stratégies de l'OPEP. *Revue de l'Energie*, n° 458, mai, pp. 246-253.
- Boussena, S. (1999). « New European Gas Market : Gas Strategies of Other Present and Potential Suppliers », *The*

- 1999 *International Conference : The role of Russian and CIS Countries in Deregulated Energy Markets* (The Moscow International Energy Club et le Centre de Géopolitique des Matières Premières-Université Paris Dauphine), Paris, 6-7 décembre.
- Boussena, S. (1994b). OPEC and The Oil Price In the Next Five Years. *Middle East Economic Studies*, 37 (43), pp. 1-7.
- Boussena, S., Locatelli, C. (2011). Gas market developments and their effect on relations between Russia and the EU. *Opec Energy Review*, vol. 35, n°1, pp. 27-46.
- Carlton, D., Perloff, J. (1998). *Economie industrielle*. De Boeck Université, 1086 p.
- Chi-Kong Chyong (2015). *Markets and long term contracts : the case of Russian gas supplies to Europe*. EPRG Working Paper 1524, Energy Policy Research Group, University of Cambridge, 76 p.
- Clastrès, C., Locatelli, C. (2012). *Libéralisation et sécurité énergétique dans l'Union européenne. Succès et questions*. Grenoble : EDDEN, septembre 2012, 23 p. (Cahier de recherche EDDEN ; 15/2012
- Coote, B. (2016). *Surging Liquefied Natural Gas Trade*. Atlantic Council, Global Energy Center et Dinu Patriciu Eurasia Center, 20 p.
- Debentsov, D. (2015). Russia to benefit from EU gas supply diversification. *9th European Gas Summit*, September 17-18
- Dickel, R., Hassanzadeh, E., Henderson, J., Honoré, A., El-Katiri, L., Pirani, S., Rogers, H., Stern, J., Yafimava, K. (2014). *Reducing European Dependence on Russian GAs : distinguishing natural gas security from geopolitics*. OIES Paper : NG92, The Oxford Institute For Energy Studies, october, 81 p.
- Glachant, J.M., Hauteclocque, A. (2009). Long terme contracts in European Competition Policy : Fuzzy not Crazy. *EUI Working papers*, n° 6, European University Institute, San Domenico di Fiesole.
- Franza, L. (2014). *Long Term Gas Import Contracts In Europe : The Evolution In Pricing Mechanism*. Clingendael International Energy Programme, CIEP Paper, 2014,08, 39 p.
- Hansen, J.P., Percebois, J. (2010). *Energie : économie et politiques*. Bruxelles : De Boeck.
- Heather, P. (2015). *The evolution of European traded gas hubs*. OIES paper : NG 104, The Oxford Institute For Energy Studies, 117 p.
- Heather, P. (2012). *Continental European Gas Hubs : Are they fit for purpose ?*. NG 63, june, 69 p.
- Henderson, J. (2016). *Gazprom – Is 2016 the Year for a Change of Pricing Strategy in Europe ?*. Oxford Energy Comment, The Oxford Institute For Energy Studies, January, 15p.
- Henderson, J., Mitrova, T. (2015). *The Political and Commercial Dynamics of Russia's Gas Export Dynamic*. OIES Paper : NG 102, The Oxford Institute For Energy Studies, september, 82 p.
- Henderson, J. (2013a). The impact of Gas Export from North America is likely to be more Psychological than Physical over the Next Decade. *Oxford Energy Forum*, February, pp. 9-11.
- Henderson, J. (2013). Evolution in the Russian gas market : Competition for Consumers. *Working paper NG73*, Oxford Institute for Energy Studies, 33 p.
- International Gas Union (2015). *Wholesale Gas Price Survey : A global review of price formation mechanisms 2005-2014*. IGU, 31 p.
- Jansen, T., van Lier, A., van Witteloostuijn, A., von Ochssée, T. (2011). A modified Cournot model of the natural gas market in the European Union: Mixed-motives delegation in a politicized environment. *Energy Policy*, doi: 10.1016/j.enpol.2011.10.047, 6 p.
- Lunden, P., Fjaertoft, D., Overland, I., Prachakova, A. (2013). Gazprom vs other Russian gas producers : The evolution of the Russian gas sector. *Energy policy*, 61, pp. 663-670.
- Maugeri, L. (2014). *Falling Short : A reality Check For Global LNG Exports*. Harvard Kennedy School Belfer Center for Science and International Affairs, décembre 40 p.
- Mitrova, T. (2014). *The Geopolitics of Russian Natural Gas*. Center for Energy Studies, Rice University's Baker Institute, Harvard Kennedy School, 99 p.
- Motta, M. (2004). *Competition Policy*. Cambridge University Press, 616 p.
- Petrovich, B. (2013). *European gas hubs : How strong is price correlation ?*. NG 79, The oxford Institute For Energy Studies, octobre, 64 p.
- Renou-Maissan, P. (2012). *Toward the integration of European natural gas markets : a time-varying approach*. Energy Policy, vol 51, pp. 779-790.
- Richter, P., Holz, F. (2015). All quiet on the Eastern front ? Disruption scenarios of Russian natural gas supply to Europe. *Energy Policy*, 80, pp ; 177-189.
- Rogers, H. (2015). *The Impact of Lower Gas and Oil Prices on Global Gas and LNG Markets*. OIES Paper : NG99, The Oxford Institute For Energy Studies, july, 52 p.
- Rogers, H., Stokes, D., Spinks, O. (2015). Russia's strategic response to an oversupplied gas market. *Timera Energy*, 23 novembre, 7 p.
- Sagen, E., Tsygankova, M. (2008). Russian natural gas exports-Will Russian gas price reforms improve the European security of supplies ?. *Energy Policy*, 36, pp. 867-880.
- Sagen, E., Tsygankova, M. (2006). Russian Natural Gas Exports to Europe : Effects of Russian gas market reforms and the rising market power of Gazprom. *Discussion Papers, Statistics Norway, Research Department*, n° 445, February, 33 p
- Scholz, U., Purps, S. (2010). The application of EC Competition Law in the Energy Sector. *Journal of European Competition Law & Practice*, vol 1, n° 1, pp. 37-51.
- Stern, J., Rogers, H. (2014). *The Dynamics of a liberalised European Gas Market : Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players*. OIES Paper : NG94, The Oxford Institute For Energy Studies, july, 84 p.
- Stern, J. (2014). "The impact of European Regulation and Policy on Russian Gas Exports and Pipelines" in Henderson, J., Pirani, S. (eds). *The Russian Gas Matrix: How Markets are Driving Change*. The Oxford Institute For Energy Studies.
- Stokes, D., Spinks, O., Rogers, H. (2015). *The tipping point in the gas market*. 13 avril ? Timera Energy <http://www.timera-energy.com/the-tipping-point-in-the-gas-market/>
- Tagliapietra, S., Zachmann, G. (2016). *Rethinking the security of the European Union's gas supply*. Bruegel Policy Contribution, 2016/01, janvier.
- Talus, K. (2007). Long term agreements and security of supply-between law and politics. *European Law Review*, vol. 32, n° 4, pp. 535-547.
- Vazquez, M., Hallack, M., Glachant, JM. (2012). *Building Gas Markets : US versus EU, Market versus Market model*. Working paper RSCAS 2012/10. Robert Schuman Center for Advanced Studies, European University Institute.