

**Guerre des prix ou instrumentalisation de l'incertitude  
sur les prix : quelle stratégie pour un fournisseur  
dominant sur le marché gazier européen ?**

Sadek Boussena, Catherine Locatelli

► **To cite this version:**

Sadek Boussena, Catherine Locatelli. Guerre des prix ou instrumentalisation de l'incertitude sur les prix : quelle stratégie pour un fournisseur dominant sur le marché gazier européen?. Cahier de recherche EDDEN n° 1/2016 - 23 p. 2016. <hal-01284518>

**HAL Id: hal-01284518**

**<http://hal.univ-grenoble-alpes.fr/hal-01284518>**

Submitted on 7 Mar 2016

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

**GAEL**  
**LABORATOIRE D'ÉCONOMIE APPLIQUÉE DE GRENOBLE**  
*Axe ENERGIE*

---

**Guerre des prix ou instrumentalisation de  
l'incertitude sur les prix :  
quelle stratégie pour un fournisseur dominant  
sur le marché gazier européen ?**

**Sadek Boussena**  
**Catherine Locatelli**

Mars 2016

**Cahier de recherche EDDEN n° 1/2016**



**UMR GAEL – axe ENERGIE**  
BP 47 - 38040 Grenoble CEDEX 9 - France  
1221 rue des Résidences - 38400 Saint Martin d'Hères  
<http://edden.upmf-grenoble.fr>





# **Guerre des prix ou instrumentalisation de l'incertitude sur les prix : quelle stratégie pour un fournisseur dominant sur le marché gazier européen ?**

S. Boussena, C. Locatelli  
Mars 2016

## **I - 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 (les deux directives gazières et le 3<sup>e</sup> paquet Energie-climat) visant à établir un marché unique pour le gaz, la faiblesse de la demande, la concurrence des autres énergies et l'impact de la baisse des prix du pétrole ont entraîné un rapport de force relativement défavorable pour eux. La baisse de la demande, les surcapacités de réception existantes de l'UE, la chute des cours du pétrole, ont impliqué une baisse des prix et des alignements de la part des gros fournisseurs de l'UE. Jusqu'ici, ceux-ci ont déployé des stratégies d'adaptations passives consistant 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.

Mais dans les cinq prochaines années, en présence d'un marché de plus en plus liquide, avec l'intensification d'une concurrence gaz/gaz et celle du 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, surtout avec l'arrivée du GNL nord-américain ? Au-delà de la simple défense de la part de marché, une optimisation des profits à long terme nécessite une démarche plus offensive, construite pour réaliser de meilleurs prix. L'enjeu pour les fournisseurs historiques du marché européen se joue à long terme. 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. Peut-on, par exemple, envisager une stratégie telle que celle prêtée à l'Arabie Saoudite sur le marché mondial du pétrole par S. Boussena (1994a, b), qui consisterait à instrumentaliser l'incertitude sur les prix futurs ? Celle-ci se déroule au moins en deux phases. Dans un premier temps, le producteur dominant accompagne une guerre des prix pour préserver sa part de marché. Mais cette guerre des prix ne peut être une fin en soi ni trop durer, car cela impacterait trop négativement les recettes des pays

exportateurs. Viendrait donc un deuxième temps, très important, où le producteur dominant pourrait adopter (en Europe) une « stratégie dite de l'incertitude », consistant à favoriser la volatilité des cours sur les marchés pour profiter de celle-ci. Cette stratégie offre l'avantage de 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).

A 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 (voire augmenter ?) sa part de marché et notamment contrer l'arrivée massive de GNL américain. Malgré son poids, Gazprom n'est pas un *price maker*, son pouvoir de marché étant relatif notamment sur le marché de l'Europe du Nord-Ouest. Ainsi Gazprom a été 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 européen<sup>1</sup> ? Ou peut-il gérer cette situation et mettre les incertitudes actuelles à son profit ? Gazprom pourrait-il se muer en *swing producer* pour le marché européen 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 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. Pour être menée à bien, la stratégie basée sur l'instrumentalisation de l'incertitude sur les prix suppose en effet de s'abstenir – autant que possible – d'envoyer des informations sur les prix et les coûts. Les fournisseurs de l'UE ont un intérêt certain à maintenir une grande partie de leurs exportations sous des contrats de long terme. Mais l'environnement économique et institutionnel des marchés gaziers a aujourd'hui changé. Il s'agit pour tous les acteurs de faire face à des marchés plus volatils et incertains. Il est sans doute temps pour les fournisseurs traditionnels de l'EU, Algérie, Russie et Norvège, d'engager une réflexion sur l'évolution du design des contrats de long terme de type *Take or Pay*.

Notre analyse s'organise de la manière suivante. Dans un premier temps, nous définirons ce que pourrait être une stratégie visant à instrumentaliser l'incertitude sur les prix concernant le marché du gaz naturel. La stratégie de l'Arabie Saoudite sur le marché pétrolier international servira de référence et de comparaison pour mettre en évidence les spécificités des marchés gaziers. Dans un deuxième puis un troisième temps, nous montrerons qu'une telle stratégie peut être mise en œuvre sur le marché gazier de l'UE dès lors qu'elle répond aux trois conditions nécessaires à sa mise en œuvre. Le marché européen n'est pas encore totalement globalisé et marqué par une surabondance de l'offre. De plus, un acteur dominant peut être identifié sur ce marché, à savoir la société gazière russe Gazprom. Nous montrerons toutefois que Gazprom n'a pas le pouvoir de marché susceptible d'en faire un *price maker*. Dès lors,

---

<sup>1</sup> 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).

dans un quatrième temps nous esquisserons la stratégie de l'incertitude que pourrait mettre en œuvre cet acteur.

## II – Les conditions d'une stratégie dite de l'incertitude

La surabondance de l'offre – telle que la connaissent les marchés gaziers au niveau mondial – et la baisse considérable des prix du pétrole, se traduisent par des bas prix du gaz naturel. Ces deux évolutions tendent à instaurer une compétition par les prix entre les fournisseurs. Dans ce contexte, un fournisseur dominant peut être tenté d'enclencher une « guerre des prix » pour préserver ses parts de marché, au travers par exemple d'une stratégie de prix limite (Benhmad, Percebois, 2014). Mais mener en permanence une telle « guerre des prix » serait absurde car cela impliquerait un manque à gagner important. Dès lors, face aux accroissements des pressions concurrentielles, il s'agit d'appréhender si un fournisseur dominant peut définir des stratégies offensives qui soient autres qu'une simple guerre des prix.

La « stratégie basée sur l'incertitude des prix » dans le sens donné par S. Boussena (1994a, b) 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 donc de mener celle-ci dans certaines périodes, 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), avec pour résultat une moindre capacité à long terme<sup>2</sup>.

Elle se déroule en au moins deux phases.

- 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 étant démontrée, cela suffit à mettre en doute la rentabilité de ces 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 ?

- Vient un deuxième temps, très important, où le producteur dominant peut adopter (en Europe) une « stratégie dite de l'incertitude ». Celle-ci suppose de s'accommoder, voire de stimuler, la volatilité des cours gaziers et de s'abstenir – autant que possible – d'envoyer des informations sur les prix et les coûts. Au lieu de se lancer dans une stratégie de guerre des prix

---

<sup>2</sup> Cette stratégie est claire dans l'offensive lourde menée par l'Arabie Saoudite depuis la fin 2014 pour faire reculer la production potentielle de pétroles chers, huile de schiste US, Tar Sand canadien... Il est évident que la guerre des prix n'est qu'une étape et que l'Arabie Saoudite cherche au travers d'un *cost process learning* à identifier les coûts réels des pétroles dits coûteux. Cela signifie que, dans une deuxième étape, les prix pourraient remonter à des niveaux suffisamment rémunérateurs pour le fournisseur dominant tout en dissuadant les méga projets coûteux.

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 investissements dans des projets de gaz naturel ou de GNL. Le développement de nouvelles capacités gazières suppose des investissements hautement capitalistiques 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 marginal de développement.

Telle a été la principale mission 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 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. Par ailleurs, la volatilité était réduite du fait de formules d'indexation de prix fixées pour le trimestre, voire 9 mois. Sans amener de certitudes sur l'évolution future des prix, cela apportait toutefois une certaine prévisibilité et permettait de caler des hypothèses réalistes de prix à long terme. Les contrats de long terme de type TOP sont donc une source riche en informations pour les banquiers et les investisseurs lors de nouveaux projets de gaz naturel. En revanche, si la volatilité des prix est forte comme actuellement pour le marché européen – marqué par d'importantes variations des prix (du simple au double), voire des niveaux de prix parfois inférieurs au coût marginal de développement – alors les prix vont avoir une influence sur le processus de décision des investisseurs.

La volatilité des prix se manifeste d'abord sur les marchés libres (spot, marchés à terme). Les gros fournisseurs ne peuvent donc ignorer ces places dont le développement est utile, y compris pour eux. Dans le même temps, la stratégie dite de l'incertitude suppose implicitement une adaptation des contrats TOP. Il s'agit pour le producteur dominant de ne plus fournir d'informations sur les prix et ses coûts de production de long terme. Cela suppose également que cet 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. Dès lors, la question du design des contrats de long terme de type *Take or Pay* (notamment l'arbitrage entre la stabilité et la flexibilité) dans le domaine du gaz naturel est de première importance. Il ne s'agit pas en effet de faire des marchés libres l'axe majeur, voire unique, de leurs ventes et de supprimer ce type de contrats comme le suggèrent certains auteurs (Henderson, 2016 ; Rogers et al., 2015). L'optimum se situe 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 quand c'est dans leur intérêt.

Pour pouvoir se déployer sur un marché gazier, cette stratégie suppose quelques conditions principales. Il importe d'abord que celui-ci ne soit pas totalement globalisé et donc concurrentiel, parce qu'en l'état aucun fournisseur n'est suffisamment gros pour peser sur tout le marché mondial et donc exercer un pouvoir de marché. La deuxième condition est de déterminer s'il existe un acteur dominant sur le marché considéré, à l'image de l'Arabie Saoudite sur le marché pétrolier international. Il importe notamment d'évaluer s'il dispose d'une *spare capacity* (capacité inutilisée) importante qui lui permet d'avoir la réputation d'être un acteur pouvant influencer les prix. Enfin, une stratégie de l'incertitude suppose un marché sur-approvisionné alimentant une forte volatilité des cours, source de risque pour les investisseurs.

L'avantage de cette stratégie est de 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).

### **III - Le marché gazier européen et la stratégie basée sur l'incertitude des prix**

Le marché gazier de l'UE remplit les principales conditions nécessaires à la mise en œuvre d'une stratégie basée sur l'incertitude des prix dite de l'incertitude. Pour un temps encore, il n'est ni totalement libéralisé ni totalement concurrentiel. Il est par ailleurs marqué par une surabondance de l'offre. Enfin, on peut considérer qu'il existe un acteur dominant. Dès lors, face à l'accroissement des pressions concurrentielles auquel est confronté l'oligopole des fournisseurs traditionnels de l'UE, la stratégie dite de l'incertitude pourrait se présenter comme une stratégie alternative à un simple comportement d'adaptation par la baisse des prix.

#### **1. Un marché en voie de libéralisation mais pas encore totalement concurrentiel**

A ce jour, en dépit du processus de libéralisation mis en place par l'UE au travers de trois principales directives (celles de juin 1998, de juin 2003 et le 3<sup>e</sup> paquet énergie-climat de 2009), son marché gazier n'est ni totalement concurrentiel, ni totalement intégré. Une forme hybride du marché européen perdure, marquée par la coexistence de différentes formes contractuelles et de différentes logiques de formation des prix. Par ailleurs, si les pressions concurrentielles se sont accrues, en l'absence d'un marché totalement intégré (problème d'infrastructures, d'interconnexions) et liquide, ces pressions concurrentielles ne s'exercent pas au même degré à l'échelle de l'ensemble de l'UE. Ainsi, seul le marché gazier Nord-ouest de l'UE peut être considéré comme un marché concurrentiel (Renou-Maissan, 2012 ; Heather, 2012).

##### *- Un système hybride de formation des prix et de formes contractuelles*

Avec les changements structurels de l'organisation et des règles du marché gazier européen, une nouvelle logique de formation des prix se met progressivement en place. Elle conduit pour l'heure, sur les marchés de gros du gaz naturel, à la présence de deux types de formation de prix. Avec le développement des marchés spot et des hubs émergent des prix spot du gaz. Ceux-ci coexistent avec des prix issus des contrats de long terme de type *Take or Pay*. Ces prix résultent d'une négociation entre vendeurs et acheteurs dans une logique combinée des approches *netback* et *cost plus* (cf. point II).



Alors que les contrats de long terme ont pu représenter plus de 90 % des transactions gazières de l'UE, ils sont aujourd'hui mis en cause par les institutions de l'UE et tendent à diminuer au sein des formes d'échange de gaz naturel. C'est d'abord au nom des principes concurrentiels qu'ils sont interpellés par les autorités de l'UE. Ils constituent à ses yeux des barrières à l'entrée importantes pour de nouveaux acteurs potentiels, et freinent donc la concurrence et le développement de la nécessaire liquidité des marchés<sup>3</sup>. C'est ensuite la traditionnelle formule d'indexation des prix des contrats de long terme qui pose question face à l'émergence de prix issus des marchés libres. La pertinence de maintenir une formule d'indexation des prix du gaz sur les prix du brut et des produits pétroliers dans le cadre de la création d'un marché concurrentiel du gaz est au centre du débat, les positions des compagnies gazières en la matière pouvant fluctuer en particulier selon les évolutions des prix du pétrole. Les opposants à l'indexation des prix du gaz sur ceux des produits pétroliers dans les contrats de long terme considèrent pour l'essentiel que ce sont les conditions des marchés gaziers (offre-demande) soit une concurrence gaz-gaz qui doivent déterminer les prix du gaz naturel. Dès lors, les opposants à l'indexation sur le pétrole défendent comme base de référence non plus les prix des produits pétroliers mais ceux du gaz naturel qui s'établissent sur les marchés spot. Mais si les marchés spot se sont multipliés, seuls certains d'entre eux possèdent les caractéristiques nécessaires (profondeur et liquidité) à la définition d'un prix de marché de référence (*marker price*<sup>4</sup>). On considère que sur le marché européen, seuls les hubs suivants, le NBP anglais et le TTF hollandais, permettent de définir de tels prix dans la mesure où ils sont considérés comme étant suffisamment liquides à l'inverse de tous les autres<sup>5</sup> (Petrovich, 2013 ; Heather, 2015)<sup>6</sup>.

Compte tenu de ce système de formation hybride des prix, le différentiel (*spread*) entre les prix issus des marchés spot et les prix issus des contrats de long terme est de première importance pour les acteurs impliqués dans le marché gazier. Ainsi, globalement depuis 2010, les évolutions des marchés du gaz naturel au niveau mondial et au niveau de celui de l'UE couplées à la baisse drastique des prix du pétrole, ont conduit à des baisses significatives des prix du gaz naturel dans l'UE, que ce soit ceux issus des marchés spot ou ceux issus des contrats de long terme. Mais entre 2009 et 2011 les prix issus des contrats de long terme ont été sensiblement plus élevés que les prix spot. Depuis lors, les baisses de prix du pétrole depuis mi-2014 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

---

<sup>3</sup> Ces contrats poseraient problème au niveau de leur durée (20-30 ans) ainsi qu'au niveau de certaines de leurs clauses. C'est ensuite au regard de la création d'un marché unique du gaz qu'ils sont contestés, dans la mesure où développant des relations bilatérales, ils induisent une partition des marchés (Talus, 2007).

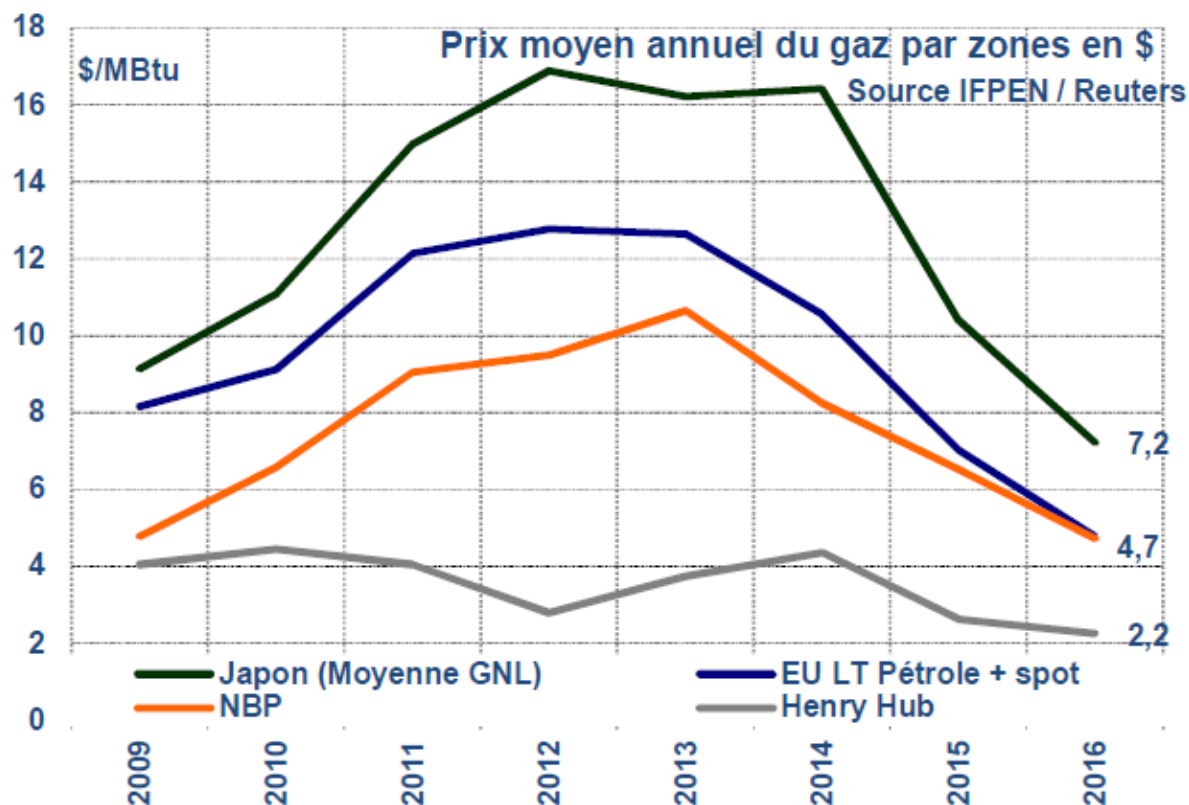
<sup>4</sup> Sur cette problématique, on pourra en particulier se référer à Heather, 2012 ; Komlev, 2013 ; Stern et Rogers, 2013.

<sup>5</sup> Heather (2015) conclut que « (...) le NBP anglais et le TTF hollandais sont maintenant des hubs de référence. Probablement un ou trois autres supplémentaires pourraient émerger comme d'autres hubs de référence, en Europe du Sud et en Europe centrale et orientale ».

<sup>6</sup> «L'illiquidité » des marchés spot permet d'envisager la possibilité d'une manipulation des prix au travers d'ententes coordonnées entre les producteurs dominants. Ces derniers peuvent avoir intérêt à jouer la carte des marchés spot et des contrats de court terme au détriment des contrats de long terme, afin de maximiser l'arbitrage prix-volume (Boussena et Locatelli, 2013).

augmentation des capacités de livraison de gaz en Asie a contribué à diminuer les différentiels de prix avec le marché européen.

Graphique 1 : Evolutions des prix du gaz naturel dans l'UE



Source : Focus gaz, février 2016

- De profondes divergences entre les régions de l'UE, tant en matière de logique de formation des prix que de pressions concurrentielles

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 en 2013, un peu plus de 40 % des volumes échangés en Europe auraient un prix du gaz lié à celui du pétrole alors qu'un peu plus de 50 % des volumes échangés résulteraient d'un prix de marché (Stern et Rogers, 2014). Le nord-ouest de l'Europe est dominé par la logique des hubs gaziers. Mais seuls 15 % du gaz sont vendus à des prix issus des hubs pour la région méditerranéenne (Stern et Rogers, 2014, p. 18).

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). La stratégie de l'UE a consisté à élargir les sources d'approvisionnement de l'Europe et à pousser de potentiels exportateurs à considérer ce marché dans leurs stratégies d'exportation. Elle dispose d'une capacité de livraison (GNL, gazoducs) de plus de 600 Gm<sup>3</sup> pour une consommation en 2014 de 387 Gm<sup>3</sup>. Celle-ci résulte d'une capacité de regazéification de près de 200 Gm<sup>3</sup> - 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 Gm<sup>3</sup>), de Norvège (127 Gm<sup>3</sup>), de Russie (244 Gm<sup>3</sup>) et les deux interconnecteurs (35 Gm<sup>3</sup>)<sup>7</sup>. 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. Toutefois, les capacités de regazéifications sont importantes, principalement dans le nord-ouest de l’Europe (Royaume Uni, France, Pays-Bas et Belgique, cf. tableau 1). 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. Notons cependant que la création de nouvelles interconnexions et infrastructures gazières au sein de l’UE tend à modifier quelque peu ce paysage. On peut considérer que la création de terminaux de GNL dans les pays baltes (3 Gm<sup>3</sup> en Lituanie, cf. tableau 1) 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<sup>8</sup>. En termes de prix, ces évolutions ont eu tendance à limiter les différentiels de prix entre les régions. Mais, 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 encore disposer d’un relatif pouvoir de négociation.

**Tableau 1 : Les capacités de transport des importations de gaz de l’UE en 2014, Gm<sup>3</sup> / an**

<b>Gazoducs en provenance de</b>	<b>Capacité</b>	<b>Importations de l’UE</b>	<b>Taux d’utilisation, %</b>
Russie	244	119	
Norvège	127	101,1	79
Algérie	54	19,5	36
Lybie	11	6	54
<b>Total</b>	<b>436</b>	<b>245,6</b>	
<b>GNL</b>	<b>Capacité</b>	<b>Importations nettes des réexportations</b>	<b>Taux d’utilisation, %</b>
Belgique	9	2,1	38
Espagne	60,2	17,6	29
France	25,3	10,1	39
Grèce	5,2	0,8	15
Italie	15,3	7,2	47
Lituanie	4	ND	ND
Pays Bas	12	0,9	7
Portugal	5,5	2,1	47
Royaume Uni	50,7	18,5	36
Suède	0,3	ND	ND
<b>Total</b>	<b>183,5</b>	<b>59,3</b>	<b>32</b>

Source : Tagliapietra, S., Zachmann, G. (2016). *Rethinking the security of the European Union’s gas supply*. Bruegel Policy Contribution, Jan. 2016.

<sup>7</sup> Cette capacité devrait être prochainement complétée par le TANAP (Trans Anatolian Pipeline soit 10 Gm<sup>3</sup>) et le TAP (10 Gm<sup>3</sup>), tous deux en provenance de la Caspienne.

<sup>8</sup> Pour une analyse détaillée, on pourra se reporter à « Eastern Europe : Russian gas price ceilings ». *Energy Economist*, n° 406, août 2015, pp. 7-16.

## 2. Les perspectives d'exportation de GNL américain et l'évolution de la concurrence sur le marché de l'UE

La deuxième condition importante pour le lancement d'une stratégie dite de l'incertitude 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 sera déterminée par l'évolution de la demande gazière en Europe, par celle de la demande gazière en Asie (tout particulièrement conditionnée par le rythme de reprise du programme nucléaire japonais et la demande gazière chinoise<sup>9</sup>). Mais elle sera surtout fonction de l'offre de gaz naturel, notamment des quantités de GNL susceptibles d'être exportées vers l'Europe<sup>10</sup>. Ce sont avant tout les exportations de GNL américain qui pourraient contribuer à accroître significativement l'offre de gaz naturel, même si les volumes qui seront réellement exportés restent incertains au regard des évolutions actuelles de prix.

Début 2015, 40 projets d'exportation de GNL vers des pays hors Accord de Libre Echange ont été soumis au DOE américain (soit une capacité de presque 397 Gm<sup>3</sup>/an). Fin 2014, seuls trois schémas d'exportations vers les pays hors Accord de Libre Echange avaient reçu les autorisations d'exportation de la part de la FERC et du DOE, à savoir le projet de Sabine Pass LNG, celui de Freeport LNG et celui de Cameron LNG. Dix autres projets, en attente des autorisations nécessaires, restent encore soumis à ce processus d'autorisation et une douzaine sont au début du processus (Coote, 2016, cf. tableau 2). Selon les sources disponibles, ceci pourrait porter la capacité d'exportation totale de GNL à l'horizon 2020 vers les pays hors accord de libre-échange entre 113 Gm<sup>3</sup> (Dickel et al., 2014) et 163 Gm<sup>3</sup> (Maugeri, 2014).

Toutefois depuis 2015, la baisse des prix du gaz naturel sur les trois marchés régionaux et l'effondrement des prix du pétrole tendent à mettre en cause la rentabilité d'un certain nombre de projets d'exportation de GNL américain ainsi que leur compétitivité sur les marchés asiatique et européen. A notre avis, seuls les trois projets d'exportation précédemment cités (Sabine Pass LNG 1, 2, 3, Freeport LNG, Cameron LNG) pourraient se concrétiser d'ici la fin de la décennie (cf. tableau 2). Ceci représente déjà en soi une offre de gaz supplémentaire significative de plus de 60 Gm<sup>3</sup> (Maugeri, 2014). Ces exportations étaient initialement et principalement destinées au marché asiatique, compte tenu de la demande sur ce marché et des différentiels de prix en faveur des marchés asiatiques, l'Europe se positionnant comme le marché « résiduel » du GNL. Ainsi, seule l'offre de GNL excédentaire par rapport à la demande asiatique était écoulee sur les hubs du marché européen, soit très peu entre 2009 et 2013 mais de manière plus significative depuis. Or, 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 des exportations de GNL américain (selon le modèle de *tolling* de Chenière) serait de l'ordre de 8,4 \$/ Mbtu, contre un coût pour un contrat de GNL traditionnel (c'est-à-dire indexé sur les prix du pétrole) de 5,4 \$/Mbtu avec un prix du baril à 35\$ et un prix spot de 4,25-

---

<sup>9</sup> Les estimations de sources chinoises donnent à l'horizon 2020 une demande gazière variant entre 420 Gm<sup>3</sup> (experts chinois), 350 Gm<sup>3</sup> (CNPC) et 298 Gm<sup>3</sup> pour l'ETRI (institut de recherche).

<sup>10</sup> On estime que d'ici 2020, 140 millions de tonnes par an de nouvelles capacités de GNL pourraient être ajoutées au marché. « LNG : an export model built on shaky foundations ». *Energy Economist*, n° 242, février 2016.

4,35 \$/Mbtu<sup>11</sup>. Dès lors, des quantités plus importantes de GNL US pourraient se retrouver en Europe, accentuant le caractère résiduel de ce marché et son surplus d'offre<sup>12</sup>.

**Tableau 2 : Les principaux projets d'exportation de GNL liquéfaction américains**

Projet	Début du 1 <sup>er</sup> contrat	Capacité d'exportation (Gm <sup>3</sup> /an)	Volume contracté (Gm <sup>3</sup> /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	
<b>Les projets en attente de la décision de la FERC/MARAD</b>				
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.

Enfin, reste la question (épineuse) du fournisseur dominant en Europe. En effet, la dernière condition importante d'une stratégie favorisant l'incertitude sur les prix futurs réside dans la présence d'un fournisseur dominant susceptible de revêtir le rôle joué par l'Arabie Saoudite sur le marché pétrolier international. Face à une évolution défavorable du rapport de force sur le marché européen (baisse de la demande, augmentation de la concurrence), la réponse des fournisseurs historiques de l'UE dépend du pouvoir de marché (ou du pouvoir de monopole) qu'ils sont susceptibles d'exercer<sup>13</sup>. La compagnie gazière russe peut-elle endosser ce rôle sur le marché gazier de l'UE ?

<sup>11</sup> « 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.

<sup>12</sup> Ces chiffres calculés par PIW sont basés sur un coût de liquéfaction de 3 \$/MBTU et un coût de transport de 3 \$/MBTU (les taxes pour le Canal de Panama) étant exclues. « Low Prices Do Little to Ease LNG Surplus ». *Petroleum Intelligence Weekly*. 11 Jan 2016.

<sup>13</sup> La capacité de Gazprom à manipuler les prix par des politiques d'offre est un thème récurrent des analyses consacrées à l'approvisionnement gazier de l'UE et à sa sécurité (Jansen et al., 2011 ; Sagen et Tsygankova, 2008, 2006). C'est au nom d'un éventuel pouvoir de marché détenu par sa compagnie gazière qui lui permettrait de distordre la concurrence que l'UE ne considère pas la Russie comme un simple gros fournisseur.

#### **IV – Gazprom, le fournisseur dominant du marché gazier européen ?**

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, 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<sup>14</sup>. 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, 2011).

Les diverses études menées à ce jour (Jansen et al., 2011 ; Sagen et Tsygankova, 2008, 2006) considèrent que la compagnie russe Gazprom peut être considérée comme une compagnie dominante sur le marché gazier européen. Elle est susceptible d'exercer un pouvoir de marché qui lui permettrait par une politique de l'offre de distordre la concurrence. C'est d'ailleurs au nom de cet éventuel pouvoir de marché que l'UE ne considère pas la Russie comme un simple gros fournisseur.

##### **1. Gazprom, un fournisseur important mais un pouvoir de marché limité dans les régions de l'UE les plus importantes pour l'entreprise**

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, et 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 Gm<sup>3</sup> et représentent plus de 30% de ses importations en 2015. De manière générale, le pouvoir de marché d'une 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.

---

<sup>14</sup> Cet indice de concentration établit un lien direct entre le degré de concentration industrielle et le degré moyen de pouvoir de marché (Motta, 2004).

**Tableau 3 : Dépendance de quelques pays de l'UE  
vis-à-vis du gaz russe**

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

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

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. A 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 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 menée contre Gazprom pour abus de position dominante dans huit pays européens, qualifie les prix des contrats signés dans ces pays d'*unfair prices*<sup>15</sup>. 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

<sup>15</sup> La Commission européenne a officiellement ouvert une enquête à l'encontre de Gazprom en avril 2015 concernant de possibles abus de position dominante dans les huit pays suivants : Bulgarie, République tchèque, Estonie, Hongrie, Lettonie, Lituanie, Pologne et Slovaquie. *Energy Economist*, n° 403, May 2015.

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, p.62)<sup>16</sup>.

## **2. Gazprom n'est pas un *price maker* sur le marché gazier européen : la stratégie d'adaptation**

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 d'un pouvoir de marché de la part de Gazprom. Dans le cadre de ces contrats, 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. Ces marchés existent en Europe, à l'image du NBP anglais et maintenant du TTF. Toutefois, à ce jour, Gazprom s'est toujours refusé à y intervenir massivement, préférant maintenir ses ventes au travers de contrats de long terme. Cela ne l'empêche pas à l'occasion de jouer la carte des marchés spot 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.

Par ailleurs, 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'exportation<sup>17</sup>. La période 2009-2015 l'illustre parfaitement puisque sur le marché de l'Europe du Nord-Ouest, qui est son marché d'exportation prioritaire, Gazprom a

---

<sup>16</sup> A simple titre d'exemple, J. Stern (2014) donne les chiffres suivants pour l'année 2013 concernant le prix des exportations gazières russes : 366 \$/1000 m<sup>3</sup> pour l'Allemagne, 418 \$/1000 m<sup>3</sup> pour la Hongrie, 429 \$/1000 m<sup>3</sup> pour la Pologne.

<sup>17</sup> 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 concurrentielles restent faibles en dépit de l'importante capacité de regazéification de l'UE en 2015 (Richter et Holz, 2015).



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<sup>18</sup>. 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 cette période basée sur une indexation sur le pétrole et les produits pétroliers<sup>19</sup>. 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 corrélées, 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. En moyenne, Gazprom prévoit pour l'année 2016 un prix entre 6,0 \$/Mbtu (hypothèse d'un prix du baril en moyenne de 35 \$/bl sur l'année) – 7,1 \$/Mbtu (hypothèse d'un prix du baril en moyenne de 50 \$/bl sur l'année). Sur les marchés spots européens, selon certaines études, le prix en moyenne pourrait être de 4,39 \$/Mbtu en 2016<sup>20</sup>. 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, graphique 2).

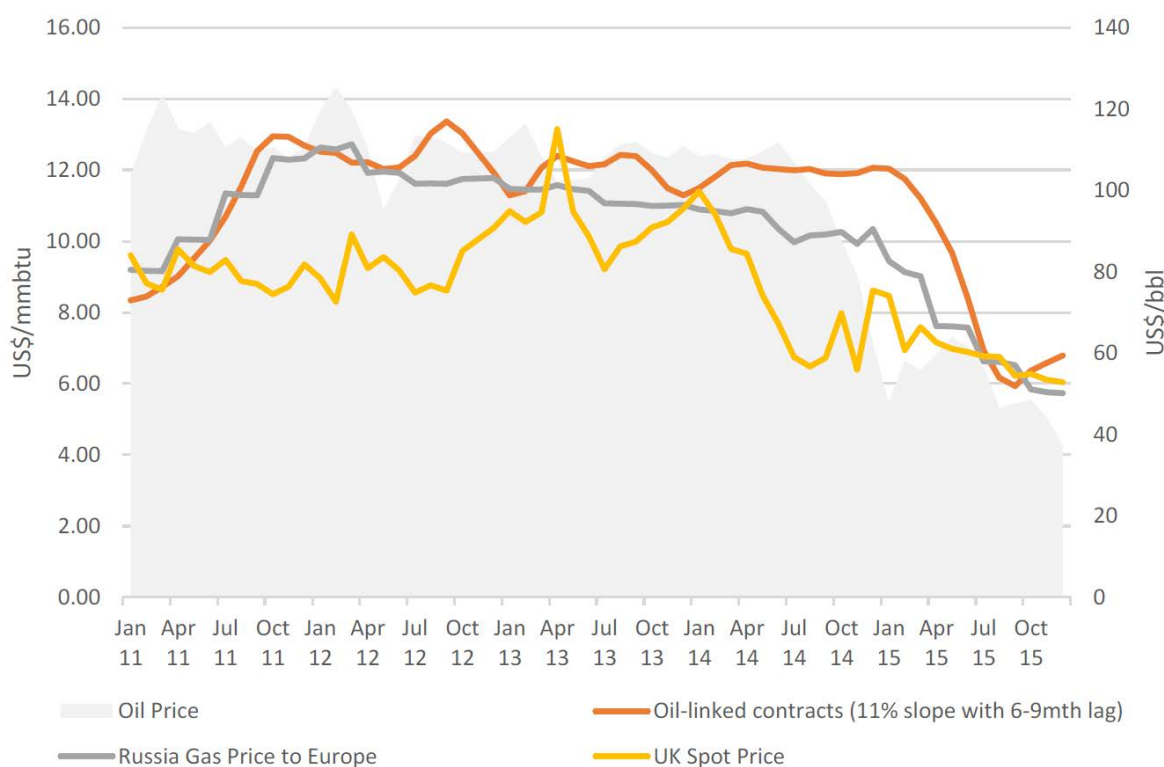
---

<sup>18</sup> Dans une première période (2008-2012), Gazprom a adopté une position de défense des prix. Ainsi la formule des prix dans ses contrats de long terme est restée pendant cette période principalement basée sur les prix du pétrole et des produits pétroliers. En moyenne au cours de cette période, les prix de vente du gaz russe à l'Europe se sont maintenus autour des 400 \$/1000 m<sup>3</sup>. Il s'en est suivi des pertes de part de marché importantes pour lui. Au-delà de leurs obligations d'enlèvement (parfois renégociées) ses clients ont ainsi préféré s'approvisionner sur les marchés spots où les prix ont été plus bas en moyenne en 2007, de 2009 à 2012 et à nouveau en 2014. En 2012, ses exportations gazières à destination de l'UE diminuent de 5 % alors que dans le même temps celles de la Norvège augmentent.

<sup>19</sup> En particulier, il entend conditionner le développement des immenses réserves de la province de Yamal à la signature de contrats TOP avec les pays européens où celles de Sibérie orientale à la signature de contrat TOP avec les pays asiatiques dont la Chine.

<sup>20</sup> « LNG Exporters Face Worsening Price Outlook ». *Petroleum Intelligence Weekly*, 7 mars 2016.

**Graphique 2 : Le prix moyen des ventes gazières russes en Europe en comparaison des prix sur le NBP**



Source : Henderson, 2016

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), ait 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 introduits<sup>21</sup>. 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 Gm<sup>3</sup> 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

<sup>21</sup> 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.

près de 4 Gm<sup>3</sup> 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 Gm<sup>3</sup>. Ceci pourrait annoncer un accroissement significatif de ses ventes sur les marchés libres<sup>22</sup>. Cela implique-t-il une plus grande influence sur les prix ?

Enfin, la structure de l'actionnariat de Gazprom peut être 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 indépendante 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.

## **V - Vers un comportement offensif : la « stratégie basée sur l'incertitude des prix » est-elle jouable pour Gazprom ?**

A 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 ? Ou bien est-il condamné à s'adapter à la volatilité des prix et à n'être qu'un simple fournisseur résiduel et passif du marché européen ? 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. A l'image de l'Arabie Saoudite sur le marché pétrolier, il dispose d'un certain nombre d'atouts pour développer un tel comportement. Il n'en demeure pas moins que ces éléments ne suffisent pas à en faire le *swing producer* du marché gazier européen comme peut l'être l'Arabie Saoudite sur le marché pétrolier.

### **1. La première phase : une stratégie qui favorise les signaux de prix vers le bas**

Nous l'avons vu, toute stratégie basée sur l'incertitude des prix de l'incertitude 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.

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

---

<sup>22</sup> A terme, l'objectif de Gazprom est de vendre 10 % de ses exportations aux enchères. Ces ventes ne sont pas censées se substituer aux contrats de long terme mais viendraient en supplément.

compagnies pétrolières russes (Rosneft)<sup>23</sup> qui écoulent leur production sur le marché intérieur de la Russie. Par conséquent, ce dernier est aujourd'hui sur-approvisionné (Mitrova, 2014). Cette surcapacité est évaluée entre 100 Gm<sup>3</sup> (Debentsov, 2015, Rogers, 2015) et 170 Gm<sup>3</sup><sup>24</sup>.

Gazprom dispose également d'importantes capacités de transport à destination de l'Europe, que l'on peut évaluer à 244 Gm<sup>3</sup> (cf. tableau 4). Elles sont à comparer à des exportations en 2015 de l'ordre de 159 Gm<sup>3</sup>. Les trois grandes voies d'exportation russes sont la route par l'Ukraine, celle par la Biélorussie (le gazoduc « Yamal I ») et enfin, le « Nord Stream (I et II) » auquel s'ajoute le « Blue Stream » sous la mer Noire. Notons qu'actuellement les volumes exportés par l'Ukraine, compte tenu des tensions politiques, se sont limités à 51 Gm<sup>3</sup> en 2015.

**Tableau 4 : Les capacités d'exportation de gaz naturel de la Russie à destination de l'Europe**

Gazoducs	Capacité, Gm <sup>3</sup>
Nord Stream 1	27,5
Nord Stream 2	27,5
Yamal-Europe	33,0
Ukraine	140,0
Blue Stream	16,0
<b>Total</b>	<b>244,0</b>

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

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, et plus précisément le coût de sa fourniture gazière à l'Europe. Celles d'Henderson, Mitrova (2015), de Stokes et al., (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. Pour le « nouveau gaz » que constitue le gisement de Bovanenkoy (province de Yamal), J. Henderson estime son *Break*

<sup>23</sup> A moyen terme, selon J. Henderson (2013b), ces nouveaux acteurs du marché gazier russe ont des réserves suffisantes pour produire 350 Gm<sup>3</sup> à l'horizon 2020 à partir de gisements dont les coûts de production pourraient être moins élevés que ceux des nouveaux gisements de Gazprom. Ce constat résulte d'une comparaison de la localisation de leurs réserves avec celles de nouvelles zones de développement envisagées par la compagnie gazière. Dans le cas particulier des gisements de gaz associés des compagnies pétrolières, la rentabilité s'opère prioritairement sur le pétrole extrait. Elles peuvent dès lors se contenter d'une moindre valorisation du gaz dans leur concurrence avec Gazprom. Par ailleurs, compte tenu de la crise actuelle, la demande gazière russe pourrait ne croître que faiblement.

<sup>24</sup> *International Gas Report*, n° 791, 8 février 2016

even à la frontière européenne à 5,5 \$/MBTU sur l'ensemble du cycle et à 3,5 \$/MBTU sur la base des seuls coûts opératoires, de transport et les taxes (Rogers, 2015)<sup>25</sup>. A ces niveaux, compte tenu de leurs coûts de production, d'autres vendeurs déjà présents peuvent également survivre (Sonatrach<sup>26</sup>, Statoil...). Ils peuvent être pour Gazprom des alliés implicites dans cette stratégie. A 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 Chenière (Sabine Pass,) est très instructif quant au coût technique minimum de livraison du GNL américain à l'Europe<sup>27</sup>. 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 3,80\$ 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 ?

**Tableau 5 : Les accords de vente et achat sur Sabine Pass**

	<b>BG groupe</b>	<b>Gas Natural Fenosa</b>	<b>Kogas</b>	<b>GAIL</b>	<b>Total</b>	<b>Centrica</b>
<b>Quantité contractée annuellement (MBTU)</b>	286 500	182 500	182 500	182 500	104 750	91 250
<b>Fees \$/MBTU</b>	2,25-3,0	2,49	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>Coût du GNL</b>	115% (1) du Hub Henry	115% du Hub Henry	115% du Hub Henry	115% du Hub Henry	115% du Hub Henry	115% du Hub Henry
<b>Terme du contrat</b>	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans

Note (1) : Selon Rogers et Stern (2014, p ; 25), le facteur de 115 appliqué au prix du Henry Hub est vraisemblablement destiné à couvrir le coût du gaz consommé en tant qu'énergie dans le processus de liquéfaction (8 -11 %) et les coûts de transport jusqu'aux usines de liquéfaction.

Source : Chenière Sabine Pass (2015). <http://www.cheniere.com/terminals/sabine-pass/>

## **2. La deuxième phase, la « stratégie dite de l'incertitude »**

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 dite de l'incertitude vise en effet à jouer et à augmenter l'amplitude de

<sup>25</sup> T. Bros de la Société Générale (2015) donne quant à lui un coût de fourniture du gaz russe à l'Europe de l'ordre de 6 \$/ MBTU. Cette évaluation se base sur une estimation d'un coût de production de moins de 2 \$/MBTU, auquel il faut ajouter un coût de transport de moins de 2 \$/MBTU (ainsi que la fiscalité russe, taxes à l'export, à la production, la *Mineral Extraction Tax*).

<sup>26</sup> Faïd, M. (2016). Algerian Natural Gas « In between..., Constraints & Potential ».

<sup>27</sup> 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.

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 resteront 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 constituées 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 dite de l'incertitude, 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, Gazprom 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, Locatelli, 2011).

Ses capacités de transport et les objectifs d'accroissement sensibles de sa capacité d'exportation en termes d'infrastructures 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.<sup>28</sup>. Les trois grands projets d'infrastructures gazières à destination de l'Europe actuellement évoqués par Gazprom, à savoir le doublement du NordStream (NordStream 3 et NordStream 4), le TurkStream (dans sa version limitée), l'accroissement du Yamal Europe (Yamal 2) pourraient ajouter 103 Gm<sup>3</sup> de capacité supplémentaire (cf. tableau 6). Ceci porterait la capacité d'exportation de la Russie à 347 Gm<sup>3</sup>, 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 Gm<sup>3</sup>.

---

<sup>28</sup> Aujourd'hui, cette capacité de production non utilisée est considérée par Gazprom et ses concurrents comme un point faible et non comme une force de frappe, car non utilisable sur les marchés spot. Gazprom doit en effet veiller à ce qu'une éventuelle quantité supplémentaire sur les marchés spot ne se retourne pas contre le niveau de prix dans ses contrats de long terme.

**Tableau 6 : Les projets d'accroissement des capacités d'exportation de gaz naturel de la Russie à destination de l'Europe**

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

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

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.

### 3. Les limites de 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 substituer, lorsque les prix le permettent, aux volumes flexibles des contrats de long terme de Gazprom<sup>29</sup>. Dès lors, ce dernier se positionne sur les hubs européens comme un fournisseur résiduel ou, comme le qualifient Stern et Rogers (2015), 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. A 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.

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, mais 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, 2013b)<sup>30</sup>. Elle n'en demeure pas moins un atout pour Gazprom.

<sup>29</sup> Traditionnellement, la clause de flexibilité dans les contrats de long terme est de 85 % des quantités annuelles contractées, mais de nombreuses renégociations des contrats ont permis d'accroître cette dernière (cf. note 12 pour le cas russe).

<sup>30</sup> La part de marché de Gazprom sur le marché gazier russe serait aujourd'hui inférieure à 50 %. « Russian gas to win first round against US LNG » *Energy Economist*, n°412, février 2016.

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).

### **En 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 Gazprom et les fournisseurs historiques de l'UE.

Avec des marchés gaziers plus concurrentiels et plus volatils, entretenir l'incertitude sur les prix suppose aussi 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, la flexibilité, au TOP et aux formules de prix. 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.

### **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., Locatelli, C. (2013). Energy institutional and organisational changes in EU and Russia : Revisiting gas relations. *Energy Policy*, vol. 55, pp. 180-189
- 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.



- Boussena, S. (1994a). Prix du pétrole et stratégies de l'OPEP. *Revue de l'Energie*, n° 458, mai, pp. 246-253.
- Boussena, S. (1994b). OPEC and The Oil Price In the Next Five Years. *Middle East Economic Studies*, 37 (43), pp. 1-7.
- Bros, T (2015). *Can LNG ride to the rescue of Europe ?*. Société Générale, 9 février 2015
- Carlton, D., Perloff, J. (1998). *Economie industrielle*. De Boeck Université, 1086 p.
- Clastres, 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.
- 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. (2013b). Evolution in the Russian gas market : Competition for Consumers. *Working paper NG73*, Oxford Institute for Energy Studies, 33 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.
- Komlev, S. (2013). *Pricing the "Invisible" Commodity*. Moscow: Gazprom Export. Contract Structuring and Pricing Directorate. Discussion Paper, 11 January.
- 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.
- Rogers, H., Stern, J. (2014). *Challenges to JCC Pricing in Asian LNG Markets*. OIES Paper : NG81, The Oxford Institute For Energy Studies, february, 65 p.
- Sagen, E., Tsygankova, M. (2008). Russian natural gas exports-Will Russian gas price reforms improve the European security of supplys ?. *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
- 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., Rogers, H; (2013). *The transition to hub based pricing in Continental Europe: A response to Sergei Komlev of Gazprom Export*. Oxford Institute for Energy Studies, Oxford Energy Comment.
- 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. (2011). Long-term natural gas contracts and antitrust law in the European Union and the United States. *Journal of World Energy Law and Business*, vol. 4, n° 3, pp. 260-315.
- 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.