



INSTITUT D'ECONOMIE ET
DE POLITIQUE DE L'ENERGIE

**La libéralisation du marché gazier européen
et ses conséquences pour la Russie**

Dominique Finon
Catherine Locatelli

Juillet 2002

Unité mixte de recherche du Centre National de la Recherche Scientifique
et de l'Université Pierre Mendès France (UFR DGES) - UMR 5111

IEPE, BP 47, 38040 Grenoble Cedex 09, France
Tél : +33 (0)4 76 51 42 40 ; Fax :+33 (0)4 76 51 45 27
Mél : iepe@upmf-grenoble.fr ; URL : <http://www.upmf-grenoble.fr/iepe>

La Russie, le premier producteur mondial de gaz avec 581 milliards de m³ en 2001 est aussi un fournisseur essentiel du marché gazier européen (30% environs des importations actuelles de l'Union européenne). Ainsi, au même titre que le pétrole, les exportations gazières sont une variable essentielle de la politique économique de la Russie. En conséquence toute évolution institutionnelle de ses marchés d'exportation est un enjeu essentiel pour l'industrie gazière russe mais aussi pour l'économie de ce pays. En la matière, la libéralisation du marché gazier européen aura des conséquences importantes sur ses principaux fournisseurs.

I – La libéralisation du marché gazier européen

1. Le marché gazier européen : Quelques rappels

La consommation gazière de l'Union européenne est aujourd'hui d'un peu plus de 390 milliards de m³ et devrait fortement croître d'ici 2010-2020. Selon les sources, la demande gazière de l'Union européenne (15) devrait varier entre 420 et 650 milliards de m³ d'ici 2010 et 533-650 milliards de m³ d'ici 2020 (cf. tableau 1). En conséquence, les importations gazières qui sont actuellement de 200 milliards de m³ devraient également fortement augmenter. Elles pourraient atteindre près de 400 milliards de m³ en 2020 et s'accompagner d'une diversification des fournisseurs traditionnels de l'Union européenne à savoir, l'Algérie, les Pays bas, la Norvège, la Russie et le Royaume Unis. A plus long terme, on estime que sept régions sont des fournisseurs gaziers potentiels de l'Europe : la mer du Nord (Norvège, UK, Danemark), l'Afrique du Nord (Algérie, Egypte, Libye), la Russie, la région de la Caspienne (Azerbaïdjan, Kazakhstan, Turkménistan, cf. annexe 1), les pays du Golfe, l'Afrique de l'Ouest (Nigeria, Angola), l'Amérique du Sud (Trinidad et Tobago, Venezuela).

Tableau 1 : Récapitulatif de quelques scénarios de la demande gazière en Europe en milliards de m³

	1999	2010	2020
OME EU15	386	500	597
OME EU30	462	642	777
AIE EU15	386	420-650	533-650
J. Stern EU30		580-690	610-900

Notes :

EU 15 = Autriche, France, Belgique, France, Allemagne, Italie, Luxembourg, Pays Bas, Portugal, Espagne, Irlande, Royaume Uni, Danemark, Suède, Finlande, Grèce.

EU 30 = EU 15 + Turquie, Bulgarie, Grèce, Roumanie, République tchèque, Hongrie, Pologne, République slovaque, Slovaquie, Estonie, Lettonie, Lituanie, Norvège, Suisse.

Sources : « Assessment of Internal and External Gas Supply Options for The EU, Evaluation of the Supply Costs of New Natural Gas Supply Projects to the EU and An Investigation of Related Financial Requirements and Tools ».- Executive Report, OME, 2002.

Stern (J.)- *Traditionalists versus the New Economy : competing agendas for European gas markets over the next two decades*.- Briefing Paper-Draft, 5 septembre 2001, Royal International Affairs, Londres.

- **Les structures institutionnelles du marché gazier européen**

Le marché gazier européen s'est organisé principalement autour d'un oligopole de producteurs-exportateurs constitué des compagnies publiques de l'Algérie, de la Norvège, de la Russie et des Pays Bas et d'un oligopole d'acheteurs qui inclut les compagnies gazières des pays européens qui sont en position de monopole (ou de quasi-monopole) sur leur marché de gros¹. Cette architecture institutionnelle a permis de développer des systèmes d'approvisionnement gazier stables et matures. Les relations entre l'oligopole de production et les monopoles d'importations nationaux sont structurées par des contrats à long terme à 20-25 ans organisant le partage des risques avec notamment la clause de Take or Pay, la clause de destination finale et celle de fixation des prix en « Netback » par rapport aux prix des produits pétroliers². Le marché britannique, longtemps séparé du marché continental a été libéralisé progressivement entre 1986 et 1996 et est organisé sur une base concurrentielle à partir des productions de la mer du Nord engagées dans des contrats courts (cf. annexe 2).

Dans la majorité des pays, la distribution a été développée par les autorités régionales et locales principalement sous la forme de monopoles locaux de distribution. Certains pays comme la France, le Royaume Uni et l'Espagne avaient cependant choisi d'intégrer la distribution avec le monopole de transport³.

Cette structure devrait fondamentalement évoluer en raison de la libéralisation du marché gazier impulsée par la directive gaz 1998 de l'Union européenne à compléter par une directive qui sera votée en 2003. Celle-ci constitue une évolution institutionnelle majeure devant largement bouleverser l'organisation du marché gazier européen.

2. Les objectifs de la libéralisation du marché gazier européen

La libéralisation des marchés gaziers en Europe vise à créer une concurrence interne et externe fondée sur un marché gazier unifié concurrentiel en intégrant producteurs traditionnels et nouveaux fournisseurs, (par exemple Libye, Nigeria, Qatar, Pays de la

¹ Ruhrgas en Allemagne, Distrigaz en Belgique, GDF en France, SNAM en Italie, Gasunie au Pays Bas, OMV en Autriche et Enagas en Espagne.

² La pratique du netback vise à assurer structurellement la compétitivité du gaz sur le marché final, à travers un prix du départ du gaz tenant compte des charges de transport et une formule d'indexation sur le prix des énergies concurrentes (généralement les produits pétroliers sur le marché européen).

³ Stern (J.)- *Traditionalists versus the New Economy : competing agendas for European gas markets over the next two decades*.- Briefing Paper-Draft, 5 septembre 2001, Royal International Affairs, Londres.

Caspienne), et le développement des transactions de court terme autour de « hubs » gaziers en cours de développement. L'objectif est d'obtenir un approvisionnement à moindre prix des consommateurs de toute catégorie. Il s'agit d'obtenir du gaz au moindre coût en éliminant les « rentes » à tous les niveaux de la chaîne gazière sous la pression concurrentielle. Il s'agit également de « sécuriser » l'approvisionnement gazier de l'Europe en renforçant les liens techniques et marchands entre les marchés nationaux, étant donné son degré de dépendance.

3. Les étapes de la libéralisation du marché gazier européen⁴

La libéralisation du marché gazier européen est organisée par la directive européenne 98/30 du 22 juin 1998. Celle-ci vise à jeter les bases minimales de la dérégulation de chaque marché national (cf. encadré 1). Auparavant seul le marché britannique, autarcique avec le gaz de Mer du Nord, avait été libéralisé en plusieurs étapes (cf. annexe 2). Toutefois, elle n'a eu jusqu'en 2001, qu'un effet limité en matière de concurrence après les lois nationales de transposition, en raison du maintien de l'intégration verticale, de prix d'accès au réseau et au stockage dissuasifs et d'une séparation insuffisante entre le commerce du gaz d'un côté et le transport et le stockage de l'autre. Certains pays (Italie, Espagne, Belgique et Pays Bas) ont d'ailleurs choisi en 2001, sans attendre, une évolution plus rapide vers un approfondissement de la libéralisation de leur marché. Ils ont notamment été plus loin en séparant juridiquement le réseau de transport en imposant un accès réglementé et en ouvrant totalement leur marché final, (avec une exception possible pour le marché domestique).

La future directive dont les principes ont été acceptés au sommet de Barcelone (16 mars 2002) imposera la généralisation de ces principes à tous les pays. L'Allemagne et la France qui sont les marchés les plus difficiles devront revoir leurs conditions d'accès dans ce sens. Cette future directive attend donc accélérer le processus de libéralisation des marchés du gaz (cf. encadré 2).

⁴ Sur ces questions, on pourra plus particulièrement se reporter à Finon (D.)- « European Gas Markets : Nascent Competition in a diversity of Models ».- *Reform Group project tet IEPE, Université de Grenoble, cahier de recherche juillet 2002.*

Encadré 1 : Les principaux éléments de la directive gaz de 1998

- Le droit d'accès au réseau pour des achats directs par les producteurs d'électricité, les consommateurs éligibles et les distributeurs,
- Un niveau minimal d'ouverture de 20% en 2000, 28% en 2003 et 33% en 2008 (par l'abaissement du seuil d'éligibilité des consommateurs ramené de 25 Mm³/an en 2000 à 5 Mm³/an en 2008),
- Les conditions d'accès au réseau :
 - a - choix entre un accès des tiers au réseau (ATR) négocié ou régulé (tarifs publiés) tant pour le transport et l'accès aux terminaux de GNL que pour la distribution. (A la fin 2000, une majorité d'Etats membres ont opté en faveur de l'accès régulé ou mixte),
 - b - le système tarifaire avec trois principaux modèles : la tarification « timbre-poste », la tarification à distance, la tarification « entrée-sortie »,
 - c - les services annexes du transport, conditions d'équilibrage, le stockage...
- Une séparation comptable et fonctionnelle de l'activité de transport au sein des opérateurs gaziers sous le contrôle des régulateurs ou des autorités en charge de la concurrence,
- La définition de mécanismes appropriés et efficaces de régulation, de contrôle et de transparence.

Les obstacles aux échanges entre marchés nationaux seront appelés à diminuer permettant l'accroissement des échanges à court terme. Les possibilités d'entrée seront augmentées. Ces évolutions devraient s'appuyer sur le développement de nouvelles infrastructures commerciales, en particulier les échanges multilatéraux sur les places de marché créées sur certains « hubs » (hub de Zeebrugge, en Belgique ; hub de Baumgarten à la frontière autrichienne ; hub d'Emdem en Allemagne du Nord où convergent les pipelines de gaz de plusieurs origines). Ceux ci permettront le développement des transactions et l'instauration progressive de prix de référence (price discovery) comme le montre l'exemple du marché spot anglais (National Balancing Point) qui concentre 20% des échanges.

En conséquence, ces dynamiques concurrentielles devraient influencer le système des relations verticales actuel et le rendre plus flexible au travers de la négociation de contrats de plus court terme dans le futur et la renégociation de certaines clauses des contrats de long terme existants.

Toutefois dans les cinq prochaines années, l'ouverture des marchés ne signifie pas une augmentation radicale de la concurrence. Les contraintes restent fortes sur les développements concurrentiels futurs. D'une part, les marchés des consommateurs éligibles sont très différents d'un pays à l'autre notamment concernant le segment de la production d'électricité utilisant du gaz dont le développement est important dans certains pays (UK, Italie, Espagne) et faible dans d'autres (France). D'autre part, l'ouverture du champ de la concurrence dans le *bulk supply* ne peut être que progressive en raison des engagements contractuels en Take or Pay à

long terme. En 2010, les contrats actuels ne laissent qu'une place de 10% par rapport aux besoins prévisibles, ce qui offre une faible marge de manœuvre aux entrées pour l'ouverture du marché gazier européen. Pour améliorer cette situation, deux pays, l'Italie et l'Espagne, ont introduit une obligation de rétrocéder à prix coûtant, un montant des contrats Take or Pay à des entrants pour permettre le développement d'une certaine concurrence à l'instar de la Grande Bretagne en 1994-1995 où British Gas a dû céder la moitié de ses contrats.

Encadré 2 : Quelques principaux traits de la future directive gaz

L'approfondissement des réformes nationales pour l'accès au transport et au stockage

La future directive dont les principes ont été acceptés au sommet de Barcelone (16 mars 2002) imposera la généralisation de deux principes à tous les pays : l'ouverture maximale du marché final, la séparation juridique du réseau et l'accès réglementé. L'Allemagne et la France qui sont les marchés les plus difficiles devront revoir leurs conditions d'accès dans ce sens et pour le second, le degré d'ouverture finale.

- La prochaine directive devrait imposer l'ouverture accélérée de l'ensemble du marché final et l'accroissement des garanties de non-discrimination dans l'accès à chaque système gazier. L'ouverture devrait être complète d'ici 2004, avec une possibilité d'exception pour les foyers domestiques. Parmi les marchés considérés, cette mesure affectera principalement le marché français dont l'ouverture devait rester limitée à 28% entre 2003 et 2008 et 33% au-delà. Les quelques marchés (Belgique, Danemark, Suède) dont l'ouverture complète n'était programmée qu'en 2008 pourrait la voir accélérée. Les autres pays (Italie, Espagne, Pays Bas, Autriche) ont rapproché l'ouverture complète de leur marché final à 2003.

- L'amélioration des garanties de non-discrimination dans l'accès au réseau et au stockage sera recherchée par :

- l'obligation de séparation juridique du réseau et du stockage,
- l'accès des tiers réglementé,
- des règles de transparence sur les capacités disponibles de transport,
- la création d'autorité de réglementation indépendante garantissant ces règles.

L'Italie, l'Espagne et la Belgique et les Pays Bas ont anticipé sur la directive en créant des sociétés de transport dont le capital n'est plus détenu exclusivement par la compagnie gazière.

- La directive imposera un alignement des conditions d'accès aux réseaux pour le transit international de gaz engagé par les contrats de long terme sur les conditions ordinaires de l'accès des tiers au réseau.

- Pour le stockage, l'accès aux capacités sera ouvert, mais négocié, avec une obligation de transparence.

L'abaissement des obstacles tarifaires aux échanges

Cette directive ainsi que les règles définies en commun et très progressivement par les régulateurs et les gestionnaires de réseau cherchent à aplanir les obstacles aux échanges.

- Les échanges peuvent être gênés par les modalités internes de tarification du transport et les tarifs trans-frontières. La directive 98/30 n'impose aucun principe pouvant faciliter les échanges internes et entre pays. Elle laissait libre le choix de l'accès des tiers négocié qui est peu transparent et générateur de coûts de transaction élevés en particulier pour les ventes de court terme et de petites quantités. De la même manière, elle laisse libre la définition des principes tarifaires :

a- tarification à la distance, tarification point à point, tarification en timbre poste (la plus favorable à l'échange),

b- part du terme fixe qui reflète le coût des installations par rapport au terme variable (mode de prise en compte des investissements passés, etc...).

Il existe aussi un ensemble d'autres possibilités de dissuader les transactions, notamment les règles d'équilibrage physique des transactions et d'accès au réseau.

- Elle n'établit aucun principe sur la tarification trans-frontière alors qu'il convient d'éviter l'accumulation de péages de transit pour faciliter les échanges.

- Des progrès ont été enregistrés concernant la définition des règles d'interopérabilité (ajustement des qualités de gaz, harmonisation des modes de calcul des capacités transfrontalières disponibles...), en attendant une relative convergence des modes de tarification interne et transfrontalière.

Le droit européen de la concurrence et les contrats de long terme

Les contrats de long terme existants gênent l'exercice de la concurrence effective selon la Commission Européenne. De manière générale, les contrats ne sont pas mis en question. Les clauses TOP (Take or Pay) des contrats existants sont relativement souples. Les clauses de prix indexés sur les prix du pétrole sont révisables. La clause de destination finale pour les contrats existants et futurs est la plus contestée car elle empêche la concurrence entre grands intermédiaires en interdisant la revente sur d'autres marchés. Toutefois, la suppression de la clause de destination est en cours de discussion. Mais les deux pays exportateurs concernés, l'Algérie et la Russie y sont fortement opposés⁵.

⁵ Exemple du conflit début 2001 entre la Commission Européenne et la Russie concernant un contrat entre Gazprom et un consortium italien SNAM, ENEL, Edison.

II - La libéralisation du marché gazier européen : contraintes et opportunités pour la stratégie gazière russe

Avec 127 milliards de m³ exportés vers l'Europe en 2001, la Russie est un fournisseur essentiel de l'Union européenne (75 milliards de m³, cf. tableau 2).

Tableau 2 : Les exportations gazières de la Russie vers les marchés européens de 1980 à 2001, en milliards de m³

	1980	1992	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
• Union européenne	22,2	57,2	64,1	68,3	67,9	67,0	70,6	76,9	79,8	75,0
Allemagne (1)	11,8	22,9	29,6	32,2	32,3	32,5	32,5	34,9	34,1	32,6
France	0,0	12,1	12,2	12,5	12,0	10,9	10,9	13,4	12,9	11,2
Italie	6,4	14,1	13,8	13,9	13,8	14,2	17,3	19,8	21,8	20,2
Autriche	3,0	5,1	5,1	6,1	6,1	5,6	5,7	5,4	5,1	4,9
Finlande	1,0	3,0	3,4	3,6	3,7	3,6	4,2	4,2	4,3	4,6
• Turquie	0,0	4,5	4,7	5,7	5,7	6,7	6,6	8,8	10,2	11,1
• Suisse	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3
Europe Ouest	22,2	62,1	69,2	74,4	74,4	74,1	78,4	88,4	90,4	86,4
PECO	29,4	37,1	36,7	42,9	49,1	42,7	42,1	38,4		40,3
Total	51,6	99,2	105,9	117,3	123,5	116,8	120,5	126,8	129,1	126,7

Pour les fournisseurs traditionnels du marché gazier européen, la libéralisation du marché européen est porteuse d'un certain nombre de conséquences importantes :

- elle conduira à terme à une modification de certaines clauses contractuelles des contrats existants concernant l'indexation des prix et les multiples aspects des formules de prix qui organisent les ventes de la société gazière. Les formules de prix devront prendre en compte plus rapidement les variations des prix du pétrole, ce qu'ils ne font actuellement qu'avec un délai de plus de six mois. Elles tiendront compte dans certains cas des prix des marchés électriques comme élément de valorisation d'une partie du gaz, ou des prix du charbon comme substitut du gaz dans la production électrique. Elles pourront intégrer d'ici quelques années le prix des marchés spot sur le continent, marchés qui n'évoluent pas comme les prix du pétrole mais dans une logique de concurrence de court terme entre gaz quand ces marchés seront suffisamment liquides. La libéralisation conduira donc probablement à des modifications dans la formation des prix. A court et à moyen termes, les prix du gaz non contractualisés seront tirés vers le bas du fait des surcapacités de production, de « l'overcontracting » des années pré-réforme, par la concurrence gaz-gaz sur les marchés de court terme, ce qui influencera la redéfinition des prix contractuels.

- la libéralisation du gaz peut aussi déboucher sur une modification des volumes exportés : volumes de gaz déjà placés mais aussi opportunités de vente supplémentaires, par accroissement de la flexibilité des clauses Take or Pay (de 85 à 115%) ;

On estime de manière générale, que la libéralisation du marché gazier de l'Union européenne accroîtra l'exposition au « risque prix » et au « risque volume » des fournisseurs traditionnels de l'Union européenne. Il importe toutefois de différencier les enjeux de court terme et les enjeux de long terme dans la mesure où la libéralisation du marché gazier européen risque d'être progressive. A court terme la concurrence effective sera limitée.

- **Les opportunités ouvertes par la libéralisation**

La libéralisation du marché gazier européen est susceptible de faciliter la stratégie de conquêtes de nouvelles parts de marché de la société gazière russe en lui offrant de nouveaux débouchés et en lui permettant de développer des transactions de court terme (au travers par exemple du hub de Zeebrugge notamment vers le marché anglais). De la même manière, les sociétés pétrolières russes, détentrices de réserves importantes, telles Lukoil, Yukos, Surgutneftegaz seraient susceptibles de placer sur une base spot comme sur une base contractuelle des quantités de gaz non négligeables sur le marché européen. Elles pourraient, en effet, tirer profit de la création d'un marché spot en Europe, sous condition qu'elles puissent exporter.

Toutefois, pour que cette stratégie soit mise en œuvre et soit « payante », diverses incertitudes devront être surmontées. En premier lieu, à court terme, cette stratégie ne peut s'appliquer que sur la partie de la demande non engagée par les contrats qui restera limitée pendant les dix prochaines années. (La mise en œuvre d'une concurrence « gaz-gaz » est, en effet, contrainte par les contrats de long terme qui limitent les possibilités d'échange sur une base spot).

Deuxièmement, la capacité des compagnies pétrolières russes à exporter du gaz vers les marchés européens est largement dépendante de la réforme d'ensemble l'industrie gazière russe. Elle suppose qu'un certain nombre de contraintes soient levées au premier rang desquelles l'accès au réseau de transport de Gazprom et la question du monopole actuel des exportations gazières. Concernant ce dernier facteur, les incertitudes demeurent tant les positions sont partagées, les intérêts de l'Etat russe ne coïncidant pas forcément avec ceux des compagnies pétrolières⁶.

⁶ Locatelli (C.).- « L'industrie gazière russe : les enjeux d'une réforme ».- *Document interne IEPE*, juillet 2002.

Troisièmement, la question de la compétitivité des exportations de Gazprom et plus généralement des exportations gazières russes déterminera la capacité de ce pays à maintenir voire augmenter ses parts de marché. La compétitivité des exportations russes sera largement dépendante du niveau de ses coûts en comparaison de ceux de ses concurrents. Bien que ne disposant pas d'informations très fiables en la matière, on peut émettre l'hypothèse d'une tendance à la hausse du niveau des coûts des fournitures gazières russes, les conditions étant nettement moins favorables que par le passé. Il s'agit aujourd'hui d'engager d'importants investissements alors que les actifs de production actuels sont déjà amortis (ou l'ont été par les pratiques soviétiques de remboursement du capital). Le déplacement vers des zones de production aux conditions techniques plus difficiles au fur et à mesure que s'épuiseront les grands gisements de Sibérie occidentale jouera sur les coûts. Compte tenu de leur taille, Urengoy, Yamburg et Medevhze ont incontestablement bénéficié de coûts de production à la tête de puits très bas ce qui ne sera pas forcément le cas des gisements qui devraient être mis en production. Selon J. Grace, le coût de développement des gisements de Yamal dépasserait celui de Yamburg d'un facteur de deux à trois⁷. Enfin, l'évolution de la Russie vers une économie de marché s'accompagnera d'une comptabilisation des coûts très différente de celle qui a prévalu au sein du système planifié. Elle intégrera une prise en compte des coûts en capital, de la fiscalité et s'appuiera sur un système de prix qui n'est plus administré alors que les prix des inputs étaient largement sous évalués dans l'ancien système. Tous ces éléments sont susceptibles de renforcer les coûts de production.

Par ailleurs, on ne peut ignorer les difficultés que rencontre aujourd'hui la société gazière russe à renouveler ses capacités de production. Bien entendu, les réserves gazières russes ne sont pas en cause. Mais compte tenu des bas prix du gaz sur le marché intérieur et des relations non monétaires, Gazprom dispose d'une capacité financière limitée qui contraint sa stratégie d'investissement. La question est donc posée de savoir si Gazprom a les moyens de mettre en production au rythme voulu les gisements permettant d'assurer une production compatible avec des niveaux d'exportation en forte hausse par rapport au 127 milliards de m³ actuellement exportés vers l'Europe. De ce point de vue, il importe de rappeler que si le plan énergétique de long terme de la Russie envisage une production gazière de 615-655 milliards de m³ d'ici 2010, le président de Gazprom, A. Miller s'en tient à une stabilisation de la production à 530 milliards de m³ pour les dix prochaines années⁸.

⁷ Grace (J.).- « Cost Russia's biggest challenge in maintaining gas supplies ».- *Oil and Gas Journal*, 13 février 1995, p. 81.

⁸ Pour une discussion de ces questions, on pourra se reporter à Locatelli (C.).- « Les contraintes de la politique d'exportation gazière de la Russie ».- *Revue de l'Energie*, Mars-Avril 2002, p. 141-152.

Enfin et c'est un élément essentiel, il importe de considérer qu'une telle stratégie de conquête de nouvelles parts de marché, fragiliserait les contrats en tirant les prix spot à la baisse et en gênant les grands partenaires contractuels de Gazprom. Ainsi, selon S. Boussena, ancien ministre algérien des hydrocarbures, les fournisseurs devront arbitrer : « d'une part entre des stratégies de défenses de position et des stratégies de conquêtes de nouvelles parts de marché et d'autre part entre les stratégies actuelles par les quantités et celles qui viseraient à défendre les prix en restreignant les quantités en accord avec leurs concurrents »⁹. Compte tenu des pratiques de Gazprom en matière de maximisation des exportations, des contraintes budgétaires de l'Etat russe, des non-paiements internes et des bas prix du gaz en Russie, les arbitrages entre une stratégie par les quantités et une stratégie de défense des prix risquent d'être extrêmement difficiles.

- **Les contraintes pour l'industrie gazière russe**

Sur le court terme mais surtout sur le plus long terme, les adaptations des clauses contractuelles, celle de Take or Pay, celle d'indexation des prix, celle de destination finale sont porteuses de contraintes pour la société gazière russe dans la mesure où les contrats de long terme sont la base du financement des investissements de Gazprom en matière de production et de transport.

A l'image des autres fournisseurs de l'Union européenne comme l'Algérie, la clause de « Take or Pay » et celle d'indexation des prix sur celui du pétrole assurent à Gazprom une stabilité financière dont il a incontestablement besoin pour s'engager dans des investissements de grande ampleur. Cette caractéristique est peut être plus marquée pour la Russie dans la mesure où sa société gazière enregistre de larges pertes financières sur son marché intérieur en raison des non-paiements, du troc, et des bas prix du gaz. De ce point de vue, Gazprom est plus que toute autre compagnie gazière dépendante des conditions financières de ses exportations pour le financement de ses investissements et le renouvellement de ses capacités de production. En la matière, la modification des contrats de long terme induit un degré d'incertitude important et risque d'accroître les contraintes pesant sur la politique d'investissement de Gazprom alors même que les nouveaux gisements à mettre en production (Yamal, Shtokmanovskoye) exigeront des investissements considérables. En effet, la société gazière russe face à l'épuisement progressif de ses grands gisements, Urengoy, Yamburg, sera contrainte d'investir massivement dans le renouvellement de ses gisements. L'ouverture à des investisseurs internationaux pourrait pallier partiellement ce problème. Mais ceux-ci se

⁹ Boussena (S.).-« New European Gas Market : Gas Strategies of Other Present and Potential Suppliers ».- *The role of Russian and CIS Countries in Deregulated Energy Markets*.- The 1999 International Conference, Paris 6-7 décembre 1999, The Moscow International Energy Club et le Centre de Géopolitique des Matières Premières-Université Paris Dauphine.

trouveront également confrontés à un accroissement du risque financier si les prix du gaz sur le marché européen sont bas et volatile.

Encadré 3 : Les évolutions possibles des prix du gaz sur le marché continental

Sur le marché continental, pendant la phase de libéralisation, (en gros dans les dix prochaines années) la concurrence gazière risque d'être limitée en raison des contrats de long terme déjà signés. En 2010, ces contrats ne laissent qu'une place de 10% des besoins prévisibles selon Eurogas. Les prix contractuels resteront largement alignés sur les prix du pétrole et fluctueront en conséquence. Depuis 1998, les évolutions récentes des prix de gros étaient essentiellement liées à celles du pétrole. Pour les contrats existants, les clauses de fixation de prix pourraient être renégociées en raison : de l'influence saisonnière des prix spot, (avec des prix d'été qui s'établiront à un niveau inférieur au prix des contrats de long terme), le changement de valorisation du gaz sur le marché en aval avec l'importance croissante des débouchés du gaz dans la production d'électricité. Ils pourront aussi inclure un pourcentage d'indexation de prix de court terme si se dégage un marché spot liquide de référence.

A moyen terme, le développement d'une concurrence gaz-gaz de court terme et de moyen terme pourrait conduire à une baisse des prix du gaz, mais accompagnée d'une volatilité des prix, avec la possibilité de prix spot élevé en période de pointe (hiver par exemple). Cette baisse de prix, qui marquerait une certaine indépendance vis-à-vis du prix du pétrole, résultera des surcapacités existantes en production et en contrats d'importation par rapport aux besoins des pays européens. Beaucoup de possibilités existent d'accroître à faible coût les importations.

Toutefois, les variations cycliques de prix devraient rester encadrer par les prix des produits pétroliers, dans la mesure où toute augmentation trop forte entraînerait des substitutions vers ceux-ci et par les prix du charbon dans le cas inverse. L'AIE souligne que la concurrence introduite par les possibilités de substitutions énergétiques reste un facteur clé dans la formation du prix du gaz sur les marchés concurrentiels (exemple des Etats Unis). Il existe des liens étroits entre la demande saisonnière de gaz, les prix du gaz et les prix des produits pétroliers et de ceux du charbon¹⁰. Enfin les évolutions de l'offre et de la demande gazière en Europe, les structures de coûts de production et de transport selon les fournisseurs influenceront également sur les prix.

La libéralisation du marché gazier européen est, en effet, susceptible d'induire et de maintenir de bas prix du gaz (cf. encadré 3). Mais, il importe pour les fournisseurs de distinguer les enjeux de court terme de ceux de long terme. Sur le court terme, ce facteur n'est susceptible de jouer que sur la partie non dépendante des contrats indexés sur le prix du pétrole (qui risque d'être minime pendant une dizaine d'années ?)¹¹. Il aura bien entendu beaucoup plus

¹⁰ *Regulatory reform : European gas.*- AIE-OCDE, 2000.

¹¹ La concurrence « gaz-gaz est, en effet, contrainte par les contrats de long terme dans la mesure où ceux-ci limitent les échanges sur une base spot.

d'importance sur le long terme. En particulier, la volatilité des prix qui pourrait résulter d'une libéralisation du marché gazier européen est une contrainte et un facteur d'incertitude important pour l'Etat russe et son budget, compte tenu du poids des exportations gazières en matière de recette fiscales¹².

Enfin, un des enjeux majeurs actuels pour les fournisseurs de l'Union européenne porte sur la question de la suppression de la clause de destination finale. La libéralisation du marché gazier européen suppose la suppression de cette clause, en application du droit de la concurrence européen, dans la mesure où celle-ci est difficilement compatible avec l'établissement d'un marché caractérisé par des échanges et des arbitrages – dans l'espace et dans le temps – entre opérateurs. Si cette clause était supprimée, les sociétés de gazoducs pourraient utiliser le gaz acheté dans le cadre des contrats de long terme pour participer à la concurrence dans le négoce entre pays¹³. La suppression de cette clause est largement combattue par les fournisseurs (au premier rang desquels l'Algérie et la Russie) qui entendent maintenir un certain contrôle sur leurs débouchés, mais surtout limiter les possibilités d'extraction de la valeur par les acheteurs initiaux qui revendraient le gaz sur d'autres marchés où les prix seraient plus élevés.

¹² Boussena (S.)- « Mutations du marché gazier européen : implications pour les exportateurs ».- *Revue de l'Energie*, Juin 2002.

¹³ On sait que cette clause s'accompagne de conditions de prix spécifiques à la localisation du marché de l'acheteur ce qui amènerait à revoir ces conditions. Le prix du gaz russe à la frontière française est le même que celui à la frontière allemande.

Annexe I : Une analyse sommaire des principales régions gazières de la Russie et de la Caspienne

1. La Russie

La Russie avec des réserves prouvées de l'ordre de 48 140 milliards de m³ se classe au 1^{er} rang mondial. A l'heure actuelle sa production, extrêmement concentrée se base principalement sur les trois « super-géants » que sont Urengoy, Yamburg et Medvezhe (cf. tableau 1). Ces trois principaux gisements ont aujourd'hui atteint leur plateau de production¹⁴. Ils pourraient donc, à plus ou moins brève échéance, entrer en phase de déclin, même si des incertitudes demeurent sur le rythme de ce déclin¹⁵. D'ici 2010, la hausse de la production devrait être principalement assurée par les gisements satellites de Medvezhe, Urengoy et Yamburg¹⁶ notamment par celui de Zapolarnoye dont la production pourrait atteindre 100 milliards de m³ par an en 2005¹⁷. A ce gisement devrait s'ajouter le développement de Shtokmanovskoye (mer de Barents) qui pourrait assurer une production de 30 milliards de m³ dès 2006, de 60 milliards de m³ en 2015 et de 90 milliards de m³ après 2020¹⁸. Enfin les immenses réserves de la province de Yamal à partir de 2010 devraient assurer la croissance de la production gazière russe.

¹⁴ Urengoygazprom et Yamburggazodobycha assurent 70% de la production gazière russe.

¹⁵ Selon le plan énergétique de long terme de la Russie, le gisement d'Urengoy concernant les couches à bas coûts de production serait épuisé à 57%, celui de Yamburg à 46%, et celui de Medvezhe à 78%. Toutefois Gazprom ne veut ni confirmer ni infirmer ces chiffres et ne donne aucune information sur le potentiel de production qui reste sur Urengoy et Yamburg. Selon certains, on pourrait assister à un déclin accéléré de ces deux gisements en raison d'une exploitation trop extensive. Cette vision est contestée par des spécialistes comme Sagers (PlanEcon) pour qui rien ne justifie une telle hypothèse. Compte tenu de l'importance de ces gisements dans l'industrie gazière russe, on a donc une incertitude majeure quant à l'évolution de la production gazière russe et quant au rythme de mise en production de nouveaux gisements qui sera nécessaire.

¹⁶ Stern (J.)- *The Russian Natural Gas « Bubble » : Consequences for European Gas Markets*.- Londres : The Royal Institute of International Affairs, 1995, 91p.

¹⁷ Ce gisement a été mis en production en octobre 2001. Les réserves du gisement de Zapolarnoye, situé dans la région autonome de Yamal-Nenets, sont estimées à 3300 milliards de m³. Une production de 35 milliards de m³ est attendue pour 2002. « Shell and Gazprom to set up Zapolarnoye joint venture ».- *Gas Briefing International*, January 2002, p. 2.

¹⁸ Selon le plan énergétique de long terme publié par le Ministère de l'Énergie et des Combustibles russe. Ce gisement découvert en 1989 dispose de réserves considérables évaluées entre 2500 et 3000 milliards de m³. Il fait l'objet d'un accord de partage de production. Le consortium en charge de développer le gisement est formé de Rosshelf, une filiale de Gazprom, qui détient 50% du consortium et de TotalFinaElf, Fortum, Norsk Hydro et Conoco qui détiennent les 50% restants.

Tableau 1 : La production de gaz naturel en Russie entre 1991-2001 (en milliards de m³)

	1991	1993	1996	1999	2000	2001
Russie	642,9	617,6	603,0	590,7	584,2	581,4
Gazprom	601,6	577,6	564,7	546,6	523,0	512,0
<i>Région de Nadym-Pur-Taz dont :</i>	533,3		527,7	510,8	505,0	
Nadymgazprom	68,9	68,0	65,3	72,4	73,6	
Yamburggazodobycha	166,8	174,0	176,5	175,9	168,0	
Urengoygazprom	282,8	262,8	242,2	209,1	193,3	
<i>Hors Sibérie dont</i>	<i>63,4</i>	<i>44,0</i>	<i>40,4</i>	-	-	
Orengburggazprom	48,0	34,5	28,7	24,8	24,2	
Hors Gazprom	41,3	40,0	38,3	44,1	61,2	
Itera	-	-	-	6,0	18,0	
Holdings pétrolières				29,5	31,0	

Sources : *Gazprom*, Moscou, *ITERA group*, *Gas Matters*, septembre 2001.

Grâce à ces développements la Russie table sur des exportations gazières à destination de l'Europe à l'horizon de 2008 de l'ordre de 200 milliards de m³ contre 130 milliards en 2000.

2. La Caspienne

La clé du développement des hydrocarbures de la Caspienne et de sa capacité d'exportation à destination de l'Europe réside en grande partie dans la réponse qui sera apportée à la question des voies d'exportation compte tenu de l'enclavement de ces pays. La Russie et son réseau de gazoducs est un acteur essentiel dans ce domaine.

A près 2010, l'Azerbaïdjan, le Kazakhstan et le Turkménistan pourraient émerger comme de nouveaux exportateurs gaziers importants à condition que soit résolue la question des voies d'exportations.

- L'Azerbaïdjan

A ce jour, le gisement gazier le plus important est celui de Shah Deniz exploité par un consortium conduit par BP.

- Le Kazakhstan

Plus de 40% des réserves gazières de ce pays sont localisées dans le gisement géant de Karachaganak. Deux autres gisements sont à mentionner celui de Tengiz et de Kashagan.

- Le Turkménistan

Les principaux gisements du Turkménistan sont ceux de Dauletaad-Dommez, de Shatlyk, de Yashlar, de Malay.

**Tableau 2 : Les prévisions de production gazières de la « Caspienne » (1) 2005-2020
en milliards de m³**

		2005	2010	2015	2020
Azerbaïdjan	OGJ 2001	9	12	25	29
	Wood Mackenzie	10	31	38	40
Kazakhstan	OGJ 2001	15	24	37	40
	Wood Mackenzie	19	35	50	57
Ouzbékistan	OGJ 2001	60	68	64	61
	Wood Mackenzie	57	58	61	64
Turkménistan	OGJ 2001	44	71	82	93
	Wood Mackenzie	62	85	108	127

Note (1) : Hors Iran et Russie

Sources : Smith (R.)- « Politics, production levels to determine Caspian area energy export options ».- *Oil and Gas Journal*, 28 mai 2001, p. 33-38 ; McCutcheon (H.)- « Risk management, financing availability ».- *Oil and Gas Journal*, 24 juillet 2000, p. 38-44.

Annexe II : L'expérience britannique

On résumera les grandes étapes de la réforme britannique en rappelant au préalable que l'introduction de la concurrence a été facilitée par l'existence d'une quinzaine de producteurs et en aval l'importance d'un marché.

1^{ère} étape 1982-1993 :

-1982 : Evolution du cadre de la régulation avec l'introduction de l'accès au tiers pour les réseaux détenus par British Gas (BG).

-A partir de 1986, les grands consommateurs industriels ont la possibilité d'acheter du gaz à d'autres fournisseurs que BG. Cette dernière garde le monopole de vente sur les marchés de consommations inférieurs à 25 000 therms par an.

-Introduction en 1986 d'une instance de régulation indépendante, l'Office of Gas (Ofgas), ayant pour objectif de favoriser la concurrence. En même temps British Gas est privatisée sans démantèlement

La concurrence n'a pu se développer avec efficacité car British Gas continue de concentrer en 1991 plus de 95% des achats de la Mer du Nord grâce à des contrats longs à prix garantis. Les entrées sont limitées à des ventes aux nouveaux producteurs électriques.

2^{ème} étape 1994-1999 :

Deux grandes évolutions dominent cette période : d'un côté la poursuite de l'ouverture du marché pour les grands consommateurs et la préparation de l'introduction de la concurrence au niveau des consommateurs finaux, de l'autre les ajustements au niveau de BG avec la séparation entre ses activités de transport et ses activités commerciales.

- Obligation pour BG de réduire sa part à 40% du marché concurrentiel en 1995.

- Afin d'amplifier la concurrence au niveau du négoce, obligation pour BG de rétrocéder à prix coûtant 10% supplémentaire du volume de l'ensemble de ses contrats Take or Pay (programmes de Gas release), puis de ne contracter qu'au maximum 90% des nouvelles ressources mises sur le marché par les opérateurs de la mer du Nord britannique.

3^{ème} étape 1997-2002 :

- Séparation juridique et institutionnelle des activités de transport (désormais aux mains de Transco) et des activités commerciales, avec deux compagnies BG plc (le transporteur) et Centrica (le vendeur).

- Ouverture totale de la distribution à l'horizon 1998.

- Un marché de type spot, le « Notional Balancing Point » (NBP) actuellement et le brut de Bacton auparavant, complète le dispositif. Il concentre 20% des transactions physiques avec des contrats spot standards.

- Adoption d'un « Network Code » qui établit une série d'obligations contractuelles pour ceux qui utilisent le réseau de Transco. En particulier, un marché d'équilibrage journalier est mis en place : « On the day Commodity Market » (OMC).

En résumé, le système britannique se caractérise aujourd'hui par les grands traits suivants :

- Une quinzaine d'acteurs (producteurs) et une vingtaine de fournisseurs interviennent sur le marché britannique, Centrica n'ayant plus que 71% des parts de marché. Dans le secteur industriel Centrica fournit 12% en volume de la demande¹⁹ ;

¹⁹ McCarthy (C.)- « L'exemple britannique et ses enseignements ».- *Energies*, n°44, Printemps 2001.

- Il existe un « unbundling » total du transport, de la distribution et de l’approvisionnement avec ;
- Un accès des tiers au réseau (ATR) régulé (publié) ;
- Des règles d’accès non discriminatoires avec notamment le « Network Code » et les mécanismes d’équilibrage ;
- Un important marché spot s’est développé.