

# GAZ ET PÉTROLE VERS L'EUROPE

Perspectives pour les infrastructures

GOUVERNANCE EUROPÉENNE ET GÉOPOLITIQUE DE L'ÉNERGIE

4

Susanne NIES



GAZ ET PÉTROLE  
VERS L'EUROPE

Perspectives  
pour les infrastructures



# GAZ ET PÉTROLE VERS L'EUROPE

## Perspectives pour les infrastructures

GOVERNANCE EUROPÉENNE ET GÉOPOLITIQUE DE L'ÉNERGIE  
TOME 4

Susanne NIES



L'Institut français des relations internationales (Ifri) est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901). Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et économiques, chercheurs et experts à l'échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l'Ifri s'impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

\*  
\*\*

Le programme « Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie » de l'Ifri veut contribuer à l'émergence d'une vision cohérente pour une politique énergétique et climatique durable au travers de séminaires, débats et publications. Cette série dirigée par Jacques Lesourne couvre les principaux enjeux du domaine énergétique.

Tome 1: *Abatement of CO<sub>2</sub> Emissions in the European Union* (2007)

Tome 2: *L'énergie nucléaire et les opinions publiques européennes* (2008)

Tome 3: *The External Energy Policy of the European Union* (2008)

Tome 4: *Gaz et pétrole vers l'Europe. Perspectives pour les infrastructures* (2008).

© DROITS EXCLUSIVEMENT RÉSERVÉS – IFRI – PARIS, 2008

ISSN 1962-610X

ISBN 978-2-86592-315-1

**IFRI**

27, RUE DE LA PROCESSION  
75740 PARIS CEDEX 15 – FRANCE  
TEL.: 33 (0)1 40 61 60 00  
FAX: 33 (0)1 40 61 60 60  
E-MAIL: [ifri@ifri.org](mailto:ifri@ifri.org)

**IFRI BRUXELLES**

RUE MARIE-THÉRÈSE, 21  
B-1000 BRUXELLES – BELGIQUE  
TEL.: 32 (2)238 51 10  
FAX: 32 (2)238 51 15  
E-MAIL: [info.bruxelles@ifri.org](mailto:info.bruxelles@ifri.org)

SITE INERNET : [www.ifri.org](http://www.ifri.org)

## Panorama : Le gaz en Europe

Grand gisement de gaz naturel

Gazoducs

Ø > 1 000 mm

500 < Ø < 1 000 mm

Principaux projets

Transport par méthanier

Port méthanier

Port méthanier en projet

Interconnecteurs

Interconnecteurs en projet

Union européenne

vers l'Europe

vers les États-Unis

en provenance du Nigeria

SAHARA

Projet Trans-Sahara

Projet Caspienne

Nabucco

South Stream

North Stream

vers l'Europe

vers l'Europe

vers l'Europe

vers l'Europe

vers l'Europe

vers l'Europe

vers l'Europe

vers l'Europe

vers l'Europe

vers l'Europe

vers l'Europe



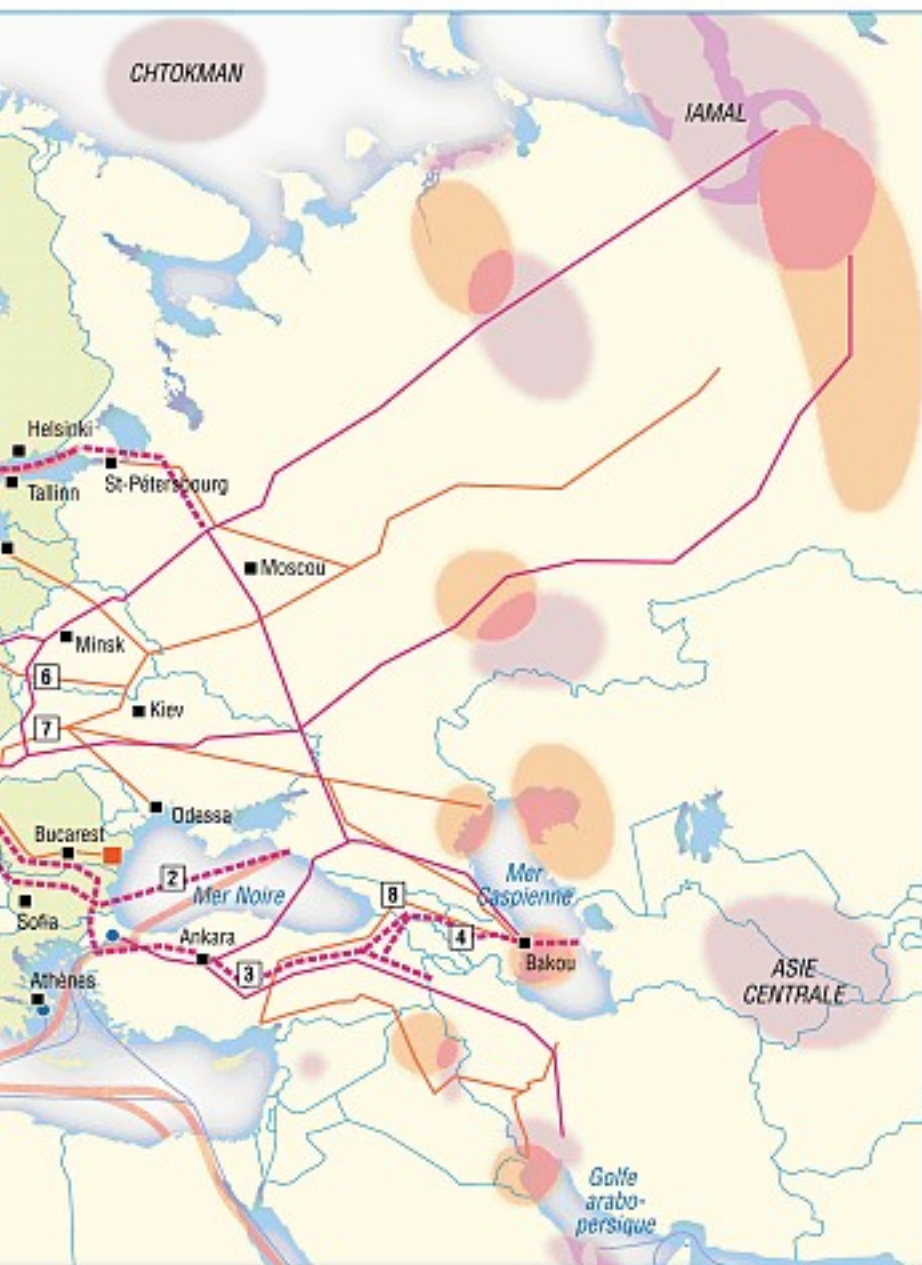
## Gaz et pétrole : comment les acheminer vers l'Europe ?



### Le gaz naturel

-  Grand gisement
-  Principaux gazoducs
-  Principaux projets
-  Port méthanier
-  Transport par méthanier

- 1** Nord Stream
- 2** South Stream
- 3** Nabucco
- 4** Projet Caspienne
- 5** Projet Trans-Sahara



## Le pétrole

-  Grand gisement
-  Oléoducs existants
-  Raffinerie importante
-  Transport maritime
-  6 Drouzba, branche nord
-  7 Drouzba, branche sud
-  8 BTC
-  Union européenne

© Madeline Benoit-Guyod / Ifri, 2008.



## Panorama :

### Le pétrole en Europe

Grand gisement de pétrole

#### Oléoducs

Oléoducs existants

Oléoducs à l'étude / en construction / en rénovation

Oléoducs hors service

Axes prioritaires proposés pour le pétrole brut

Transport maritime

Alternative à la route du Bosphore

Raffineries importantes

Union européenne

1 Drouzba, branche nord

2 Drouzba, branche sud

3 BTC

© Maedelre Benoit-Guyard / Ifri, 2008



# Sommaire

<i>Introduction</i> .....	11
 <i>La mise en place des infrastructures de gaz et de pétrole en Europe</i>	
1. De la découverte des ressources à la mise en place des réseaux séparés Est-Ouest .....	21
2. De la construction des infrastructures dans le bloc soviétique et de leur extension vers l'Europe occidentale .....	26
3. Conclusion : Continuité et ruptures .....	29
 <i>Le transport du pétrole vers l'Union européenne</i>	
1. Introduction : Origine des ressources, approvisionnement européen .....	35
2. Les principaux fournisseurs de l'Union européenne .....	39
3. Résumé et conclusion .....	59
 <i>Le gaz du Nord, du Sud et de l'Est...</i>	
1. La demande gazière européenne et l'origine des approvisionnements .....	61
2. Remarques introductives sur le transport et le prix du gaz .....	63
3. L'intervention communautaire eu égard aux infrastructures de gaz et de pétrole .....	69
4. Les approvisionnements de l'avenir : regards vers le Nord, le Sud et l'Est .....	76

<b><i>Le carrefour turc</i></b>	
1. Le rôle de la Turquie .....	119
2. Le transport du pétrole .....	120
3. Le Bosphore : un problème européen pour le transport du pétrole	122
4. Les gazoducs vers et par la Turquie .....	124
5. Conclusion .....	129
<b><i>Conclusion et perspectives</i></b>	
1. Le contexte communautaire .....	131
2. Le contexte européen : les liens énergétiques de l'après-guerre froide toujours en évolution .....	134
3. La problématique du transit et le rôle normatif de l'UE .....	134
4. Consommateurs concurrents et efficacité énergétique .....	135
5. Dépendance ou interdépendance avec la Russie ? .....	136
6. La leçon de l'expérience soviétique pour la relation UE-Iran... bâtir un partenariat ? .....	137
<b><i>Table des illustrations</i></b> .....	139
<b><i>Annexes</i></b> .....	143

## Introduction

L'approvisionnement énergétique de l'Union européenne (UE) en hydrocarbures dépend des importations. Bien que la Commission européenne préconise la diversification et l'augmentation des ressources autochtones, notamment par le biais du renouvelable qui devrait atteindre 20 % en 2020, la dépendance européenne, via l'importation des hydrocarbures, restera non seulement importante mais augmentera.

Une attention particulière doit ainsi être portée à la question de l'acheminement et aussi à celles des pays d'origine, de l'investissement dans les infrastructures, de leur protection, de la relation avec les pays de transit, des « consommateurs concurrents » – notamment la Chine et les pays émergents, mais aussi les États-Unis –, voire du gaspillage dans les pays producteurs, et enfin du prix. La sécurité des approvisionnements dépend de l'adéquation et de la fiabilité des infrastructures, qui s'inscrivent toujours dans une logique de longue durée. Or, l'Europe des 27 (EU-27) se considère à l'heure actuelle très vulnérable, et les avis sont partagés quant à la relation avec le plus grand fournisseur, la Russie. Dépendance excessive ou interdépendance bénéfique sont les mots d'ordre des uns ou des autres. Une véritable surenchère sur les trajectoires potentielles du gaz russe et de la Communauté des États indépendants (CEI) vers l'Europe occidentale oppose aujourd'hui ces deux écoles ; cette prédominance russe dans le débat médiatique fait par moments oublier le rôle du second fournisseur européen, la Norvège.

---

\* Susanne Nies est responsable d'Ifri Bruxelles et chercheur pour le programme « Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie ».

Construire de nouvelles infrastructures pétrolières ou gazières oblige à prêter une attention particulière aux enjeux géopolitiques, à la « diplomatie des liens énergétiques » : les pipelines n'obéissent pas à la seule logique commerciale, mais sont politiques, et parfois trop politisés. Ces liens énergétiques comprennent tant les grands oléoducs et le transport sur des milliers de kilomètres comme Drouzhba ou le BTC (Bakou, Tbilissi, Ceyhan) que les interconnexions qui substituent dans nombre de cas la dépendance à l'interdépendance. Un oléoduc ou gazoduc peut être autant facteur de paix et stabilisant que facteur de guerre. Rappelons l'oléoduc soviétique vers Kaboul pendant la guerre soviéto-afghane, devenu cible de multiples attaques et dont les morceaux font partie aujourd'hui des maisons privées de la capitale afghane. Il ne faut pas oublier non plus que la construction d'un tel lien permet d'en ajouter d'autres. La construction de Jamal par exemple a permis à la Russie d'intégrer un câble de fibres optiques, pour éviter les frais de transit polonais. Plus simplement, on peut utiliser la trace d'un oléoduc pour y mettre un gazoduc ou l'inverse, à l'image du BTC. Enfin, on peut bénéficier astucieusement du bruit occasionné par un oléoduc ou un gazoduc pour entreprendre des actions d'espionnage, problème auquel se voit confrontée la Norvège dans les projets de la mer de Barents avec la Russie. Les liens énergétiques subissent autant le grand contexte géopolitique qu'ils le façonnent. Ainsi, le spectre va des « pipelines de la paix », comme ceux conçus entre Israël et les pays arabes, ou Drouzhba (amitié), l'oléoduc Est-Ouest de la guerre froide, aux pipelines-cibles des attentats, comme celui déjà mentionné en Afghanistan, Kirkouk-Ceyhan, ou Tapline au Moyen-Orient, bombardé en 1991 et hors service depuis, ou encore l'oléoduc Adria fermé lors des guerres yougoslaves et rouvert en 1996 seulement.

Une infrastructure énergétique modifie les relations économiques, culturelles et potentiellement les prix. L'interconnexion britannique par exemple a permis au « gaz libre » du Royaume-Uni d'atteindre le marché gazier européen ; dès 1998, la concurrence gaz/gaz a été réalisée.

La lecture de la diplomatie énergétique entre enjeux politiques et économiques est rendue difficile par la complexité des

facteurs. La littérature abondante sur les projets particuliers contraste avec l'absence d'une « simple » vision d'ensemble qui se doit de rendre lisible un tableau complexe, de traduire la multitude de cartes, sans pour autant simplifier, et évidemment d'être à jour sur l'état des projets. Quelle sera la grille de lecture qui permettra au lecteur d'appréhender les logiques sous-jacentes dans ce nombre impressionnant de projets, qui, de plus, sont liés entre eux, comme c'est le cas du BTC et du Transcaspien, de Nabucco et de son projet concurrent, le South Stream ?

La présente étude ambitionne d'établir cette vision d'ensemble, ce tableau des projets existants et programmés, qui comprend, outre les oléoducs et les gazoducs, les terminaux méthaniers. Cette enquête comprend également les importations du Nord (Norvège, Royaume-Uni), du Sud (Algérie) et surtout de l'Est (Russie et CEI). Cette ambition se heurte aux limites de cette recherche : l'approche générale s'opère nécessairement au détriment des projets et des détails des projets et des problématiques régionales mentionnés<sup>1</sup>.

La notion Europe comprend ici l'UE-27 plus la Croatie et la Turquie, ainsi que des Balkans occidentaux, liés à l'Union par les accords de stabilisation et d'association (ASA) et, dans un sens plus large, par le processus de stabilisation et d'association (PSA).

Il faut insister sur la différence de logique des deux marchés du pétrole et du gaz, qui justifie de traiter les infrastructures gazières et pétrolières en deux chapitres séparés. Si le marché du pétrole est mondial et que les oléoducs y jouent un rôle moindre par rapport au transport maritime, celui du gaz est régional. Il dépend (encore ?) des gazoducs et demeure, pour l'instant et en attendant l'avènement du gaz naturel liquéfié (GNL), un marché régionalisé<sup>2</sup> caractérisé par conséquent par des relations de dépendance beaucoup plus fortes. Pourtant, organiser l'étude en deux chapitres distincts autour des infrastructures pétrolières et gazières introduit un nouveau problème. La vue d'ensemble sur le rôle géopolitique d'un pays

---

1. L'auteur renvoie ici aux études de l'Ifri, <[www.ifri.org](http://www.ifri.org)>.

2. Cf. R. Davoust, *Gas Price Formation, Structure & Dynamics: an Interregional Overview*, Paris, Ifri, « Note de l'Ifri », mars 2008, disponible sur <[www.ifri.org](http://www.ifri.org)>.

ou d'une région est brouillée. Des renvois tenteront d'amoin-drir les conséquences de l'approche préconisée, comme quelques encadrés qui traiteront des deux problématiques en commun, tout comme le chapitre de conclusion.

Bien que les infrastructures de gaz et de pétrole s'insèrent dans la longue durée – les investissements lourds ne se rentabilisant qu'après de longues années –, les projets, quant à eux, s'avèrent hautement volatils et conditionnés par les aléas géopolitiques de l'après-guerre froide. Le lecteur s'étonnera du grand nombre de liens dessinés sur la carte, qui n'ont jamais abouti ou sont en discussion pendant de longues années, voire des décennies. Ils disparaissent, reviennent soudainement, sous un autre intitulé, mené par un consortium différent, comme c'est le cas pour Nord Stream, changent entièrement de logique, comme Odessa-Brody, ou aboutissent enfin, comme Medgaz entre l'Algérie et l'Espagne. Véritables serpents de mer, les projets nous accompagnent pendant de longues périodes et savoir cela nous empêche d'en classer certains de manière hâtive dans les livres d'histoire. La géopolitique constitue ici le climat qui fait fleurir ou périr l'un ou l'autre. Les facteurs de ces aléas sont nombreux et relèvent tant de la rationalité économique (contrats long terme, prix, ressources disponibles, consommateurs) que du cadre juridique (comme la législation communautaire avec son impact direct ou indirect – troisième paquet – ou les législations nationales sur les Production Sharing Agreements (PSA) par exemple) ou encore des liens diplomatiques entre producteurs, pays de transit et consommateurs. Néanmoins, chaque période a ses débats prioritaires et l'on relèvera pour 2008 trois projets clés qui reviennent sans cesse : il s'agit du Nord Stream et du Nabucco/South Stream. L'étude comprend ainsi deux études de cas sur ces projets clés.

Cet ouvrage inclut les thématiques des parcours et du débit potentiel de ces infrastructures, leur utilisation actuelle et les conditions financières de transport (lorsqu'elles sont disponibles), les projets en cours ou en planification, leur coût, leur financement et leur date probable de mise en service. Quoique l'étude examine nécessairement toutes les infrastructures (y compris la Norvège, le Royaume-Uni et l'Afrique du Nord), une attention particulière est nécessairement portée

aux infrastructures de transport qui lient l'Europe à la Russie et à l'espace post-soviétique (Asie centrale, mer Caspienne). On s'aperçoit vite aussi que l'enjeu du gaz est dominant dans les débats actuels.

Le rôle des pays de transit dans la mise en place des infrastructures est très important et il constitue un facteur de perturbation potentiel, entre producteur et consommateur. Même si des facteurs comme l'intégration régionale ou internationale ont des impacts pacificateurs et diminuent le risque d'une crise, ils ne les éliminent pas. Dans ce contexte n'oublions pas que la majorité des pays de l'UE sont aussi des pays de jonction, et que des conflits ont aussi surgi entre eux, notamment sur la question de l'utilisation des réseaux<sup>3</sup>. Les conflits Est-Est sur les aspects politiques, culturels et économiques de leur nouvelle relation se traduisent aussi par des conflits de transit. Ce conflit Est-Est est-il apparu en 1991 avec la fin de l'URSS ou seulement en 2006 ? Étonnamment, à la fin des années 1970, Moscou avait déjà décidé de contourner la Pologne, « source possible de dissension<sup>4</sup> » pour acheminer le gaz vers l'Allemagne, l'Autriche, la France, la Belgique et l'Italie par l'Ukraine et la Tchécoslovaquie. Et les analyses récentes sur le conflit gazier opposant la Russie à l'Ukraine, voire à la Biélorussie, révèlent des conflits datant au moins du début des années 1990 entre Moscou et Kiev, une relation pathologique entre ancien pouvoir hégémonique et sujet, un manque de confiance entre producteur et client, à l'image de la dispute récente opposant la Russie à la Turquie dans le projet de Blue Stream. Quant aux coupures d'approvisionnement vers l'Ukraine très médiatisées, on notera la réinterprétation en cours, basée sur une tolérance beaucoup plus grande du comportement russe que ce n'était le cas au moment des incidents<sup>5</sup>. En effet, si l'on attribuait dans un premier temps à Gazprom et à la Russie des motivations politiques, beaucoup d'analyses insistent aujourd'hui sur la rationalité économique

---

3. Christobal Burgos-Alonso, ancien président du comité de transit, Commission européenne, a affirmé dans une interview avec l'auteur en février 2008 que des discussions, notamment sur l'utilisation des réseaux, ont été source de conflit, mais qu'en revanche des coupures n'ont jamais eu lieu.

4. D'après Chevalier [2004, p. 276].

5. Victor et Victor [2004], Tönjes et de Jong [2007], pour en citer deux exemples.



de cette action<sup>6</sup>. Les conflits advenus depuis la fin de l'URSS ont deux impacts stratégiques : premièrement, une véritable compétition autour du rôle de pays de transit, comme le prouve le zèle bulgare par exemple ; deuxièmement, la volonté russe de créer des liens directs et surtout de réduire la dépendance du pays de transit qu'est l'Ukraine, à travers lequel trois quarts du gaz russe est acheminé vers le marché européen. On observe enfin l'émergence de la Turquie comme pays important de transit de l'énergie vers l'UE.

### Méthode et sources

Les tableaux et les cartes constituent un outil indispensable du déchiffrement de cette mosaïque complexe que sont les infrastructures énergétiques vers l'UE.

Madeleine Benoit-Guyod, cartographe, a établi, sur la base de nos informations, de celles de Christian Schülke et d'Adrian Dellecker, trois cartes servant de colonne vertébrale à la présente étude. Ces trois cartes initiales (Panorama du gaz, du pétrole et l'aperçu d'ensemble) reflètent le *statu quo* 2008 des infrastructures existantes et projetées. Quant aux autres cartes, les sources suivantes méritent d'être mentionnées : les cartes actualisées annuellement dans la publication du *World Energy Atlas* (Petroleum Economist, 2007, édition britannique, <[www.petroleum-economist.com](http://www.petroleum-economist.com)>). Des cartes sont également disponibles sur les sites suivants : Inogate (Interstate Gas and Oil Transport to Europe ; la dernière mise à jour date de 2003, <[www.inogate.com](http://www.inogate.com)>), Centre for Global Energy Studies (<[www.cges.co.uk](http://www.cges.co.uk)>), et les sites des entreprises comme Gaz de France ou Transneft (<[www.transneft.ru](http://www.transneft.ru)>). Cette étude comprend donc une dizaine de cartes représentant tant les infrastructures existantes que les projets.

Christian Schülke, étudiant à Sciences Po Paris et stagiaire à l'Ifri, sera remercié ici pour un travail conséquent d'élaboration des tableaux des infrastructures existantes et projetées, intégralement repris dans les annexes et intégrés partiellement dans le texte, pour faciliter la lecture et l'analyse. Ces tableaux

---

6. Comme Victor et Victor (2004, p. 33-35).

sont organisés comme suit : ils comprennent l'intitulé du lien, le trajet, le ou les pays de jonction, le propriétaire ou opérateur, la longueur, le diamètre, la capacité et enfin la mise en service. Le tableau établit la liste des infrastructures par région géographique, non par importance. Les bases matérielles de ces statistiques (débit, coût du transit, investissements, importations, productions) proviennent de sources très diverses parmi lesquelles Eurostat, Eni (*Eni World Oil and Gas Review*, édition 2007), US Energy Information Administration (<[www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)>) – qui propose une excellente partie sur les profils énergétiques des pays dans le monde – ou le *BP Statistical Review* (<[www.bp.com](http://www.bp.com)>). La totalité des sources utilisées sont reprises en annexe. Un problème difficile à résoudre a été celui des données contradictoires d'une source à l'autre, et nous nous sommes ainsi décidés à indiquer le cas échéant la contradiction. Le fait enfin que les calculs des débits et des investissements se font dans des unités différentes, entre le baril et la tonne équivalent pétrole (tep), ou l'euro et le dollar, rend la comparaison difficile, problème familier de tous les experts du domaine. Bien que les investissements se calculent de manière générale en dollar, les projets européens s'affichent de plus en plus en euro. Pour ce qui est des unités de mesure, nous avons privilégié pour le pétrole le « baril par jour » (b/j), et pour le gaz les milliards de mètres cubes par an (Md m<sup>3</sup>/an).

Nous remercions enfin l'équipe du programme « Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie » – Jacques Lesourne, Maïté Jauréguy-Naudin, Jan Horst Keppler, Cécile Kérébel – pour son soutien constant, sa relecture critique et ses commentaires pertinents sur ce projet que Jacques Lesourne avait imaginé.

Pour ce qui est du plan et de la structure, l'étude est introduite par une partie sur les antécédents, les découvertes européennes et les infrastructures, afin de faire apparaître la « longue durée », l'héritage du passé qui conditionne les chapitres suivants. Le chapitre II traite du pétrole et le chapitre III, du gaz, introduits l'un comme l'autre par les réserves, les considérations générales du transport, et suivis par les liens et interrogations régionales, différentes évidemment de l'un à l'autre. Le chapitre III sur le gaz est nécessairement plus volumineux que le précédent en raison de la multitude des projets et

de l'insertion des deux études de cas susmentionnées. Le chapitre IV traite du carrefour turc, le chapitre V enfin résumant les résultats et mettant les analyses en perspective.

L'originalité de cette recherche consiste, pour conclure, à rédiger un document « de base », que tout le monde pensait déjà existant... et qui aura rempli sa fonction s'il apporte cette vision d'ensemble et s'il peut également servir utilement de support à des recherches plus détaillées tant sur les trajectoires des infrastructures que sur les régions et les pays. Il s'agit de faire un arrêt sur image, d'établir le *statu quo* d'un paysage de transports en pleine évolution. Une actualisation régulière est prévue, sous la forme d'une note ajoutée annuellement.

# I. La mise en place des infrastructures de gaz et de pétrole en Europe

Comme les infrastructures pétrolières et gazières s'inscrivent dans une logique de longue durée, l'expérience avec le producteur, le pays de transit ou le consommateur s'avère déterminante pour les projets d'avenir. Le fournisseur ou le consommateur sont-ils fiables, les liens diplomatiques solides, la perception positive ou négative ? Comment expliquer le rôle important de la société italienne Eni et de l'Italie dans les projets de gazoducs tant en Méditerranée qu'en Europe du Sud-Est sinon par le fait que ce pays a été le premier producteur gazier européen, et le plus grand consommateur en 1965 ? Ce chapitre introductif rappellera ainsi l'héritage du passé que sont les découvertes et la mise en place successive des liens sur la carte européenne. L'ambition n'est nullement de faire un travail historique sur cet aspect fort intéressant de la guerre froide car il a déjà été fait par d'autres avec beaucoup de compétence<sup>7</sup> : elle est d'appréhender la situation actuelle et future à travers ces *legacies*. Le lecteur pressé et/ou connaisseur (*reader in a hurry*) pourra se contenter du résumé et de l'état des lieux pour continuer directement sur le chapitre II.

## Résumé

Les infrastructures gazières et pétrolières apparaissent dans l'après-guerre et l'après-charbon, surtout avec le tournant des années 1950-1960. Leur mise en place suit des logiques

---

7. Victor et Victor [2004], Stent [1982], Gustafson [1985], Victor, Jaffe et Hayes [2006].

dans un premier temps séparées, émanant de part et d'autre du rideau de fer. Ces différences n'ont pas disparu de nos jours et se perçoivent au premier chef à travers la dépendance excessive des nouveaux États membres vis-à-vis de la Russie. Les tracés reflètent donc les relations du passé. On est surpris par l'existence de ponts traversant le rideau de fer, en Autriche, mais aussi en Allemagne de l'Ouest. Avec ce rôle précurseur, critiqué notamment par l'allié américain, la République fédérale d'Allemagne (RFA) deviendra vite le premier client de l'URSS. Dans le contexte actuel des débats sur Nord Stream et la carte des gazoducs européens, il est intéressant de noter que le gaz traversait le mur d'Est en Ouest en évitant la Pologne. Cela explique en partie la prédominance du charbon dans ce pays, atypique en Europe. Que l'Autriche joue un rôle hypocrite dans le débat Nabucco/South Stream, tout comme la Hongrie par ailleurs, est un autre constat curieux sur lequel reviendra l'étude de cas.

Le chapitre conclut sur le *statu quo* en Europe après la fin de l'URSS. Cette disparition impériale va de pair avec la multiplication des acteurs étatiques sur le sol européen et avec une redistribution des cartes énergétiques en ex-URSS, qui crée de nouvelles opportunités mais aussi de grands risques pour l'UE, et l'Europe dans son ensemble. L'évolution des pays de jonction ou de transit constitue un vecteur de crise, tout comme la pathologie des relations Est-Est. Les tendances centrifuges s'amplifient, et les conflits internes à l'ex-bloc soviétique sur des plans politique, économique et historiographique atteignent dès 2004 l'hémisphère de l'Union européenne, avec l'intégration de huit pays de l'Europe centrale et orientale. Le statut « pays de transit » devient ici, pour résumer, problématique, ce qui n'était pas le cas auparavant. L'exemple de l'Europe occidentale prouvera que l'interdépendance et un haut niveau d'intégration dans les structures européennes et internationales constituent la meilleure garantie contre les aléas du chantage. Il fallait pour autant parvenir à un code de comportement, un cadre juridique commun.

La fin de l'URSS a aussi donné lieu à une multiplication des projets de gazoducs et d'oléoducs, de routes alternatives et de restructurations des industries énergétiques en Europe

orientale, une prolifération de projets que nous n'avons pas connue pendant la guerre froide.

## **1. De la découverte des ressources à la mise en place des réseaux séparés Est-Ouest**

### ***Après la guerre (1945-1955)***

L'approvisionnement énergétique de l'Europe après la guerre, aussi bien à l'Est qu'à l'Ouest, dépendait du charbon, issu de la production propre – une matière première dont la part dans le *mix* énergétique diminuera ensuite de manière inversement proportionnelle à l'essor des capacités hydro-électriques, du pétrole et du gaz. Le nucléaire, quant à lui, ne devenait une énergie compétitive que vers les années 1970 et s'inscrivait dans le contexte du premier choc pétrolier. Le prix très avantageux du transport par voie maritime fit du pétrole une ressource énergétique de plus en plus importante pour l'Europe occidentale. L'Europe devient alors dépendante des ressources pétrolières du Moyen-Orient. Si ces ressources ont été trouvées successivement à partir de 1935 (Bahreïn, Koweït, puis Arabie Saoudite), l'envergure gigantesque de certains gisements, surtout en Arabie Saoudite, ne se confirmera qu'entre 1945 et 1960. Les réserves y sont alors estimées à 25 milliards de tonnes, six fois égales aux ressources des États-Unis et de l'URSS réunis<sup>8</sup>. Le Moyen-Orient dispose des réserves les plus importantes de la planète, contrôlées pour deux tiers d'entre elles par les cinq pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)<sup>9</sup> autour du golfe Arabo-Persique. C'est seulement au milieu des années 1970 que ces importations pétrolières ont de nouveau diminué, passant de plus de 60 % à environ 50 % de la consommation européenne<sup>10</sup>. Bien qu'un premier oléoduc, PLUTO (Pipe Line Under The Ocean), ait été

---

8. Favennec (2007, p. 254). Historiquement la production pétrolière débute aux États-Unis, en Europe, en Roumanie et Russie (Bakou) ainsi qu'au Moyen-Orient, en Perse (1907) et en Irak (Kirkouk, 1927). Si l'exploitation dans la Péninsule arabique commence dès les années 1930, la production connaîtra son essor seulement après la guerre.

9. NDLR : L'OPEP est créée en 1960 à l'initiative de l'Irak et du Venezuela, rejoints par l'Arabie Saoudite, l'Irak et le Koweït.

10. Favennec (2007, p. 167).

construit pendant la Seconde Guerre mondiale en Europe occidentale, reliant le Royaume-Uni à la France sous la Manche et approvisionnant les forces alliées, la construction d'un premier oléoduc civil européen devait attendre les années 1960 et se situer à l'Est. Drouzhba était né<sup>11</sup>.

### ***Découvertes et mise en place des réseaux en Europe occidentale et en Algérie française***

Des ressources pétrolières ont été découvertes en Autriche dans les années 1940, garantissant jusqu'aux années 1960 l'approvisionnement autonome du pays. Elles serviront de compensation des dommages de guerre à l'URSS, jusqu'en 1955. La société alors fondée par Moscou, l'administration pétrolière russe (*Russische Mineralölverwaltung*) devient en 1955 l'Österreichische Mineralölverwaltung (OMV). Autrement dit, l'actuelle société pétrolière autrichienne a été créée par l'URSS et bénéficie de ce fait d'une longue tradition de coopération avec Moscou. Cela a-t-il un lien avec l'entrée récente (25 janvier 2008) de Gazprom dans le carrefour d'échanges (*hub*) gaziers de Baumgarten ?

Pour ce qui est du gaz, l'Italie fut le premier État européen à l'exploiter dans la vallée du Pô pendant la Seconde Guerre mondiale et développa par la suite le plus grand marché de gaz, jusqu'en 1965. Agip puis Eni s'investirent par la suite, grâce à leur expérience, dans le développement des ressources de l'Afrique du Nord<sup>12</sup>. Il fallut attendre les années 1960 pour témoigner de découvertes considérables dans d'autres pays européens. Le champ gazier de Groningue (Pays-Bas, 1959) et par la suite les ressources norvégiennes, mais aussi britanniques (années 1960) – pétrole, puis gaz offshore – ouvraient de nouvelles perspectives. Groningue aura un impact décisif non seulement sur l'économie néerlandaise<sup>13</sup>, mais aussi sur

11. Un premier oléoduc côté Est fut mis en place déjà en 1872 à Bakou, au moment de la création de cette ville dans la périphérie de la région pétrolière la plus importante de la Russie tsariste.

12. M. Hayes, « The Transmed and Maghreb Projects : Gas to Europe from North Africa », dans Victor [2006].

13. La notion de « maladie hollandaise » [*dutch disease*] signifie que la rente des matières premières n'est pas utilisée pour le développement de l'État et d'autres secteurs économiques, mais que, au contraire, ces derniers déclinent. Le concept a été inventé en observant l'exemple néerlandais.

l'approvisionnement énergétique de l'Europe occidentale. La diversification vers le gaz sera renforcée à partir du premier choc pétrolier, et le gaz sera établi comme hydrocarbure concurrent dans le « tout pétrole ».

Groningue est exploité à partir de 1964 par Gasunie, Shell, Exxon et l'État néerlandais. Des gazoducs sont établis entre ce champ gazier et la France, l'Allemagne et la Belgique. S'établiront par la suite les compagnies nationales de gaz, tels Ruhrgas, Gaz de France, Snam ou Distrigaz.

### ***Découvertes et pipelines dans la mer du Nord (Royaume-Uni, Norvège)***

La découverte du champ gazier de Groningue a stimulé des recherches intenses aux alentours, couronnées rapidement de succès. Sont découverts dans la mer du Nord, dans une zone délimitée par le Royaume-Uni, la Norvège et les Pays-Bas dans sa partie méridionale, les gisements géants Brent, Ninian, Piper, Forties (Royaume-Uni) ainsi qu'Ekofisk et Troll, puis plus tard Statfjord, Ormen Lange, Oseberg, Gullfaqs, Snohvit (Norvège). Ces découvertes donneront lieu à un véritable boom de production au Royaume-Uni et en Norvège dans les années 1980. Les réserves pétrolières découvertes en Norvège au début des années 1960, exploitées depuis, ont atteint un record de 3,4 millions de barils par jour (mb/j) en 2001 mais sont en déclin depuis. Le pays, qui a été longtemps le troisième producteur pétrolier mondial, a reculé en 2006 à la cinquième place. En 1975, entre en service le premier oléoduc Norpipe Oil liant Ekofisk à Teesside au Royaume-Uni, sur 354 km, puis Norpipe Gas, sur 440 km, en 1977, jusqu'à Emden, en Allemagne. Un gazoduc liant la Norvège au Royaume-Uni, Vesterled, entre en service en 1978, suivi d'une nouvelle série entre la Norvège et le continent européen dès 1993 : Zeepipe vers Zeebrugge en Belgique, sur 800 km (1993), les deux Europipe (1995 et 1999) vers l'Allemagne, Franpipe vers Dunkerque (1998), et enfin, en 2006 et 2007, les deux Langeled sur 1 200 km.

### ***Le gaz algérien***

Avec le gaz du continent et du Nord arrive aussi le gaz algérien. On découvre en Algérie française en 1956, le



gisement « super géant » Hassi R'Mel, qui constitue le plus grand gisement gazier d'Afrique et, à quelques mois d'intervalle le plus grand gisement pétrolier en Afrique, Hassi Messaoud. Ces deux gisements constitueront la base matérielle de l'entreprise Sonatrach, exception sur le continent eu égard à l'organisation de l'industrie énergétique. Aucun autre pays africain n'a réussi à mettre en place une compagnie nationale d'énergie. Sonatrach fut le résultat des nationalisations entreprises par l'Algérie à la fin des années 1960 et au début des années 1970 des infrastructures mises en place par la France, procédé qui ne plaisait guère à Paris<sup>14</sup>. Dès 1961, suite à d'autres découvertes gazières au sud, est construite à Arzew en Algérie la première usine de GNL, de liquéfaction, financée par un consortium franco-américano-anglais et qui met en place la première chaîne méthanière entre l'Afrique du Nord et l'Europe occidentale. On notera que cette infrastructure fut réalisée par défaut de compétence technologique à l'époque pour la réalisation d'un gazoduc sous-marin vers l'Europe. Le gazoduc Transmed ouvrira seulement en 1982, transportant du gaz algérien vers l'Italie et la Communauté européenne (CE) par la Tunisie et la Sicile.

### ***La découverte des gisements en Sibérie orientale et les premières infrastructures à l'Est***

Les premières découvertes de ressources dans l'espace impérial russe remontent au milieu du XIX<sup>e</sup> siècle (1853), et se situent dans la région de Bakou. Cent ans plus tard, les Soviétiques intituleront le gisement identifié à l'ouest de l'Oural (1942) « le deuxième Bakou » en mémoire des ressources trouvées en Sibérie orientale dès 1853, et celui de Samotlor, le plus gros gisement russe jamais découvert (1967), « le troisième Bakou ». Enfin sont remarquables les trois

---

14. Citation de V. Rosoux, *Les Usages de la mémoire dans les relations internationales* (Bruxelles, Bruylant, 2001) : « Le président algérien Houari Boumediène a parlé du pétrole algérien qui serait rouge "du sang de nos martyrs qui ont accepté le sacrifice suprême pour la souveraineté algérienne" pour justifier, en 1971, la nationalisation des sociétés pétrolières en Algérie ». Sonatrach est aujourd'hui la première entreprise d'Algérie, employant plus de 50 000 personnes, et qui compte à elle seule pour 30 % du produit national brut (PNB) algérien.

gisements géants gaziers de Tjumen-Ourengoy, Yamburg et Medvezshe.

En 1953, la production de charbon atteint son maximum (*peak* charbon) en URSS alors que la production de gaz n'est guère importante, avec environ 9 milliards de m<sup>3</sup> issus de gisements disparates en Russie et en Ukraine. Le secrétaire général du Parti communiste, Nikita Khrouchtchev, sera à l'origine du changement. Afin de « rattraper économiquement les États-Unis en 25 ans », il fallait doter l'industrie soviétique des énergies modernes. Le développement d'une industrie gazière figure dans le plan quinquennal 1956-1960, traduit par la mise en place des gazoducs de longue distance et l'exploitation des ressources au Caucase, en Ukraine et au Turkménistan. Si le pétrole connaît un succès quasi immédiat, avec une forte dominance dans le « *mix* énergétique » dès 1968, le gaz suit plus lentement. Khrouchtchev le met en priorité dès 1966 dans le huitième plan économique, avec un accent particulier sur l'exploitation des ressources sibériennes à l'est de l'Oural, découvertes en 1966 (Ourengoy) et utilisées dès 1978. Les gisements à l'ouest de l'Oural se présentent en revanche trop éclatés, et l'exploitation dans le Nord arctique se heurte à des obstacles technologiques infranchissables. La priorité de l'Oural oriental correspond donc à une priorité naturelle. Les autorités soviétiques établissent des liens entre les nouveaux gisements à l'Est et les infrastructures préexistantes, surtout en Ukraine. En effet, l'Ukraine est alors la seule république à l'ouest de l'URSS bénéficiant d'un réseau gazier moderne et d'infrastructures de stockage, ce qui explique son rôle primordial par la suite dans les exportations Est-Ouest. La route la plus empruntée devient ainsi la ligne de la Sibérie orientale vers le sud-ouest, qui rejoignait le réseau moscovite, et traverse les régions industrielles et les champs gaziers ukrainiens. Le transport du gaz constituait un défi considérable, pour des raisons de retard technologique et de conditions climatiques (régions de permafrost). Une place importante, industrielle, ne devait revenir au gaz que plus tard dans l'économie soviétique. Jusque dans les années 1970, ce furent avant tout les ménages qui l'utilisaient. Le fait que l'URSS, qui devenait progressivement exportateur vers l'Ouest, fut en même temps importateur net de gaz tant de l'Iran (gazoduc IGAT [Iranian Gas

Trunkline], opérationnel depuis 1970)<sup>15</sup> que de l'Afghanistan mérite également attention et ne peut que nous rappeler la situation similaire de l'Iran à l'heure actuelle.

## **2. De la construction des infrastructures dans le bloc soviétique et de leur extension vers l'Europe occidentale**

La mise en place des infrastructures au sein du bloc soviétique de la période 1968-1980 a fait l'objet de recherches importantes, telles celles de Stern (1980, 1993), Gustafson (1985) et Stent (1982) auxquelles nous renverrons les lecteurs. On ne rappellera ici les faits que de manière synthétique. Au début fut Drouzhba, l'oléoduc construit de 1959 à 1964, et qui lie Almetjewsk au Tatarstan par la Biélorussie et la Pologne à Schwedt/Oder en Allemagne de l'Est. Un deuxième bras au sud prolongeait Drouzhba de Masyr en Biélorussie par l'Ukraine vers la Tchécoslovaquie (aujourd'hui Slovaquie, République tchèque). Si, pour des raisons de marché, les producteurs de pétrole cherchent toujours à atteindre les voies maritimes et ainsi les débouchés du marché mondial, la construction de Drouzhba, en revanche, relève d'une logique politique : celle de cimenter le bloc soviétique.

La décision de construire l'oléoduc le plus long du monde fut prise lors du 10<sup>e</sup> congrès du Conseil d'assistance économique mutuelle (CAEM) à Prague en décembre 1958. Les pays satellites soviétiques (Tchécoslovaquie, Bulgarie, Pologne, République démocratique allemande [RDA] et Hongrie) participaient à sa mise en œuvre en se chargeant d'environ 550 km chacun. Les pays en question devaient financer leur partie (infrastructures, appartements pour les ouvriers, etc.) avec un refinancement par attribution gratuite de gaz. Le bras vers Omisalj sur la carte 4 a été ajouté plus tard, en 1974 ; il avait été conçu dans le sens inverse pour pouvoir acheminer le pétrole du Moyen-Orient par Omisalj vers l'Europe orientale. Puisque le flux n'a jamais eu lieu, le sens fut inversé et le

---

15. IGAT liait l'Iran par la Géorgie aux gazoducs du Caucase, et livrait du gaz au nord de Moscou. La route fut fermée avec la révolution iranienne en 1979.

Carte 1. Oléoduc Drouzhba



Source : « The Belarus Bypass Surgey », blog de Robert Amsterdam, 21 mai 2007, disponible sur <[www.robertamsterdam.com](http://www.robertamsterdam.com)>.

pétrole russe exporté par cette voie. Les tuyaux provenaient du Japon, de l'Allemagne de l'Ouest ainsi que de l'Italie. Le 17 juillet 1963 le premier pétrole russe arrivait à Schwedt, en Allemagne de l'Est.

Quant au gaz, un premier gazoduc Bratstvo (« fraternité ») lia à partir de 1968 les champs gaziers à l'est de Kiev à la Tchécoslovaquie, avec une petite extension vers l'Autriche et une autre vers la Pologne. Au début des années 1970, les autorités soviétiques se mirent également à concevoir des liens supplémentaires vers d'autres pays du bloc soviétique et vers des pays politiquement et géographiquement proches : l'Autriche, l'Allemagne et la Finlande.

### ***Les pays de jonction qui arrangent : la RFA et l'Autriche***

Le premier pont énergétique traversant le rideau de fer fut l'Autriche, pays qui échangeait l'électricité avec les pays de l'Est dès 1956 (à partir de 1985 avec l'URSS) mais surtout du gaz, dès 1968, par le gazoduc Bratstvo. Beaucoup plus connus et plus stratégiques pour la Communauté européenne étaient les accords conclus entre Bonn et Moscou début 1970. Le ministre allemand de l'Économie Karl Schiller et son homologue soviétique paraphèrent un accord liant les monopoles Ruhrgas, Gazprom et la Deutsche Bank dans le projet suivant : en échange de la fourniture, dès 1973, de 0,5 milliard et, à

partir de 1978, de 3 milliards de m<sup>3</sup> de gaz par an à la RFA, l'URSS reçoit 1,2 million de tonnes de tuyaux fabriqués par Mannesmann, plus un crédit à des conditions très avantageuses de 1,2 milliard de marks. Cet accord, le premier en son genre, est connu sous le nom d'« accord tuyaux contre gaz naturel » (*Erdgasröhrengeschäft*). Il a servi aux autres pays membres de la CE, qui signèrent à leur tour des accords d'approvisionnement avec l'URSS afin de se connecter aux infrastructures allemandes.

Le modèle du troc (*barter*) Est-Ouest fut simple. L'URSS avait besoin de devises et de technologie, alors que les pays d'Europe occidentale – RFA, France, Autriche, Italie et Belgique – cherchaient à diversifier leur approvisionnement en gaz et à diminuer leur part de gaz provenant des Pays-Bas. En même temps, les prix subventionnés aux « pays frères » et les échanges par troc très complexes renforçaient l'interdépendance au sein du bloc soviétique.

L'essor sans équivalent de l'industrie gazière et de l'exploitation des réseaux ne fut possible qu'après le premier choc pétrolier, en 1973, et grâce aux liens tissés avec la Russie. Il s'agissait donc d'une véritable incitation pour la première série de gazoducs longue distance liant les deux Europe. L'arrière-plan politique de ces années 1970 était la détente, l'intérêt d'échange commercial Est-Ouest partagé par les deux côtés. Si, en 1970, seulement trois pays recevaient du gaz soviétique (la Tchécoslovaquie, l'Autriche [Bratstvo, 1968] et la Pologne [gazoduc de 1949]), la situation avait considérablement changé en 1975, en raison de nouveaux clients et de nouveaux tuyaux. Un nouveau gazoduc, Trans Austria Gasleitung (TAG I et II), achemine du gaz vers la Tchécoslovaquie, l'Autriche et l'Italie (dès 1974), le MEGAL<sup>16</sup>, gazoduc vers l'Autriche, les deux Allemagne et la France (1974, 1976, 1979), et les gazoducs Soïouz (Union soviétique, 1975) exportaient les ressources d'Orenbourg vers la Roumanie, la Bulgarie et la Hongrie<sup>17</sup>. L'URSS devenait de plus en plus dépendante de l'exportation

---

16. MEGAL = Mittel-Europäische-Gasleitungsgesellschaft GmbH [Société centre-européenne de distribution gazière], avec Ruhrgas 50 %, Gaz de France et OMV avec 25 % chacun.

17. Victor et Victor [2004, p. 9].

des matières premières qui, par ailleurs, constituaient, en 1980, à la fin de la détente, 62,3 % de son PNB. Entre 1975 et 1980, le volume et le prix du gaz triplent, avec pour résultat une multiplication par neuf des recettes soviétiques<sup>18</sup>.

Ce rapprochement économique et énergétique Est-Ouest s'est heurté, comme déjà mentionné, aux résistances et critiques de l'allié américain, et ceci notamment lors de la deuxième série de contrats entre l'URSS et Ruhrgas. Ces derniers furent conclus dans un contexte international très tendu, la fin de l'ère Brejnev, l'arrivée de Ronald Reagan, la nouvelle course aux armements, la loi martiale en Pologne et l'intervention soviétique en Afghanistan. L'Administration Reagan recourut à l'instrument des sanctions. Dans les négociations en cours entre le monopole gazier allemand Ruhrgas et l'URSS sur l'augmentation des exports, la liste COCOM<sup>19</sup> interdisant le transfert de technologie concernait aussi une partie des compresseurs, nécessaire à la chaîne du gaz. Le gazoduc, opérationnel à partir de 1985, utilisait en effet un mélange de technologies soviétique et occidentale. Le nouveau réseau doublait les exportations soviétiques vers l'Ouest (Allemagne, Italie, France, Autriche, Suisse, Turquie, Finlande) de 1985 à 1991. Les sanctions de l'Administration Reagan se sont révélées inefficaces, un système de troc ayant été mis en place ; un nouveau gazoduc STEGAL, projet conjoint entre la France, l'Allemagne, l'Italie et l'URSS, fut mis en service en 1992 alors que cette dernière avait cessé d'exister depuis quelques jours.

### 3. Conclusion : Continuité et ruptures

La mise en place des infrastructures pétrolières et gazières en Europe relève d'une logique qui suit dans un premier temps celle de la guerre froide. À l'Est comme à l'Ouest a lieu la substitution du charbon par les hydrocarbures (pétrole, puis gaz), et

---

18. Victor et Victor (2004, p. 10, 11).

19. Le Comité de coordination pour le contrôle multilatéral des exportations (Coordinating Committee for Multilateral Export Control) était une organisation internationale de contrôle des exportations de produits et de technologies stratégiques vers des destinations interdites. Ses membres étaient pour l'essentiel les pays membres de l'OTAN ainsi que d'autres pays tels que le Japon et l'Australie.

les liens des hydrocarbures se tissent. Le tournant remarquable des années 1970, la « détente », ira de pair avec l'émergence des premiers ponts et une interdépendance grandissante entre la Communauté européenne et l'URSS. Ce rapprochement se heurtera à la fin des années 1970 à l'opposition du géant américain qui aura recours aux sanctions. Leur impact sera toutefois limité et l'interdépendance continuera à croître à cette période. Les bases actuelles de la coopération UE-Russie/CEI ont été jetées dans les années 1970. La mise en place des liens énergétiques et d'une interdépendance croissante a modifié les relations avec les deux superpuissances et fait naître une approche d'intérêt propre à la CE, qui se profile petit à petit comme acteur régional<sup>20</sup>. Dans les années 1970 émergent à l'est les États de transit, alors objets mais devenus sujets et enjeux primordiaux une fois le bloc soviétique effondré.

### ***Transport d'hydrocarbures et conséquences de l'effondrement de l'URSS***

La dissolution de l'URSS et du bloc soviétique aura cinq conséquences majeures sur le dossier énergétique :

- nouvelles relations, nouveaux prix de l'énergie au sein de l'ex-bloc soviétique,
- prolifération des États et pays de transit,
- effondrement de la production et de la consommation,
- réorganisation du secteur énergétique à l'Est et en UE,
- stagnation du maintien et du renouvellement des infrastructures.

#### *Nouvelles relations, nouveaux prix au sein de l'ex-bloc soviétique*

Les pays de l'Europe centrale qui aspirent à l'intégration dans les structures occidentales doivent désormais assumer les prix du marché mondial pour le gaz et le pétrole, ou au moins régler pour certains un « prix d'ami », toutefois en devises. On pourrait donc considérer comme un avantage économique

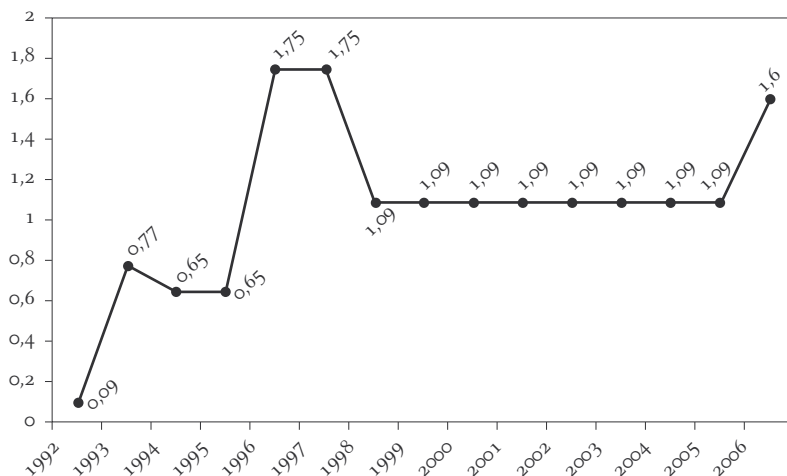
---

20. Il faudrait mentionner aussi dans le contexte de cette émancipation relative la mise en place du serpent monétaire européen et du Système monétaire européen, à la même période, à la suite de l'effondrement du système de Bretton Woods.

pour la Russie la multiplication des consommateurs soumis au prix du marché mondial, fait qui est souvent négligé dans la littérature. Parallèlement, les nouveaux pays de transit se sont mis à bénéficier de la géopolitique et ont refacturé à leur tour des tarifs de transit de plus en plus élevés à la Russie. Cette évolution est démontrée par le graphique 1 à l'image du prix de transit en Ukraine entre 1992 (fin de l'URSS et début de la CEI) et 2006 ; les années 1992-1993 – indépendances post-soviétiques et transition vers la logique du marché, augmentation du prix de gaz russe traduit par l'augmentation du transit – puis 1995-1997 – crise de transit opposant l'Ukraine et la Russie – sont notamment à remarquer.

Si le prix du pétrole s'est rapidement aligné sur celui du marché mondial et a vite cessé de poser un problème, y compris pour le dossier de l'adhésion russe à l'Organisation mondiale du commerce (OMC), la situation se présente très différemment dans le secteur du gaz. Les prix facturés à la Biélorussie, l'Arménie et l'Ukraine sont en 2007 de l'ordre de 100, 110 et 130 dollars pour 1 000 m<sup>3</sup>, par rapport à

**Graphique 1. Évolution du prix de transit en Ukraine, 1992-2006**  
(en dollars pour 1 000 m<sup>3</sup> et 100 km)



Source : Ukraine-Analysen 2, disponible sur <[www.ukraine-analysen.de](http://www.ukraine-analysen.de)>.



235 dollars payés sur le marché européen. La Géorgie et l'Azerbaïdjan, en revanche, assument le prix mondial depuis le début de 2007.

### *Prolifération des États et pays de transit*

De la partie européenne de l'URSS émergent sept États indépendants : la Russie, l'Ukraine, la Biélorussie, les trois États baltes et la Moldavie. Tous les nouveaux projets russes passent désormais par des États de transit, notamment l'Ukraine, de laquelle dépend 90 % de l'exportation de gaz soviétique en 1992, et la Biélorussie. De plus, cette route traditionnelle d'exportation de gaz ne passe plus par deux pays seulement, l'Ukraine et la Tchécoslovaquie, mais désormais par trois, l'Ukraine, la République tchèque et la Slovaquie, avec la séparation de ces deux derniers États en 1993. Tous ces États défendent leurs intérêts propres et pour la Russie se pose donc la question de l'établissement des trajectoires directes. Un seul lien direct existe en effet entre l'URSS et la Finlande depuis 1974. Il faudra attendre 2003 pour voir apparaître le deuxième, Blue Stream, vers la Turquie. La prolifération des États en Europe centrale et orientale suite à la décomposition du bloc crée de nouvelles tensions, conflits et pathologies. La course au rôle de pays de transit continue et le rôle dominant de l'Ukraine pour le gaz est contesté dans les nouveaux projets par des pays comme la Bulgarie, voire la Serbie. Il ne s'agit pas moins d'acquérir pour son pays une « stature », un « rôle », un joker dans le jeu des infrastructures. Les pathologies des relations ont un impact fort sur l'Europe occidentale et font partie des dilemmes de l'UE depuis le 50<sup>e</sup> élargissement de 2004. Celle-ci met en place une politique européenne de l'énergie, avec une forte dimension externe et une méfiance nouvelle face au partenaire historique russe, de par sa dominance grandissante dans les marchés et infrastructures gazières et énergétiques en Europe.

### *Effondrement de la production et de la consommation*

Suite aux chocs économiques provoqués par la décomposition du bloc soviétique et les expérimentations souvent irresponsables de cette transition politico-économique sans précédent, le produit national russe (PNB) diminua de 40 %

entraînant une réduction d'environ un tiers de la consommation énergétique (OCDE 1997). L'exportation commerciale générale vers les anciens pays satellites et les pays de la CEI diminuait à son tour, du fait de leur déclin et de la baisse de leur consommation.

La production pétrolière russe, au premier rang de la production mondiale, chuta à peu près de moitié entre 1988 et 1995 : de 600 millions de tonnes en 1988 à 350 pour la CEI (dont de 500 à 300 millions de tonnes pour la seule Russie)<sup>21</sup>. Seul avantage du moment, la diminution de la demande intérieure dans tout l'ex-bloc soviétique durant la même période permet à la CEI et à la Russie de conserver leur statut d'exportateur tant pour le pétrole que pour le gaz, malgré l'effondrement de la production.

#### *Réorganisation du secteur énergétique (gaz) à l'Est et à l'Ouest*

Le secteur du gaz, administré en URSS par le ministère soviétique du Gaz, subit des changements importants d'organisation. Dans un premier temps, le ministère a été transformé, en 1989, en un comité contrôlé par l'État. Ce dernier est transformé à son tour, fin 1991 par décret présidentiel en une société d'actions appartenant à la Biélorussie (1,5 %), l'Ukraine (9,5 %) et la Russie (89 %). Sur trois ans, cette société devait être privatisée, avec à la fin une participation de l'État russe de 38 %. Le contrôle étatique de plus en plus réduit sur le secteur des hydrocarbures ne fut remis en place qu'à la fin du mandat de Boris Eltsine, en 2000<sup>22</sup>.

Des changements sont également intervenus en UE, une nouvelle politique énergétique européenne visant à augmenter la concurrence sur le marché commun par les différentes formes de la séparation patrimoniale des réseaux de transport et de distribution (*unbundling*) ainsi que par des interconnexions<sup>23</sup>. Ces politiques ont des impacts forts sur le marché énergétique non seulement intra-communautaire mais aussi à l'extérieur, *via* la clause de réciprocité (clause Gazprom) et la séparation patrimoniale prévue, et remettent en cause, d'après

21. Favennec [2007, p. 190].

22. Cf. Stern [2005] sur l'évolution de Gazprom, le retour de l'État sous Poutine, etc.

23. Cf. paragraphe sur la logique des interconnexions [III.3.2].

de multiples entreprises de l'UE, les investissements européens dans les nouveaux projets d'infrastructures<sup>24</sup>.

### *Stagnation du maintien et du renouvellement des infrastructures*

L'effondrement managérial se voit en revanche clairement dans les infrastructures. La période 1985-2000 est marquée par une détérioration des infrastructures existantes et une stagnation dans la mise en œuvre de nouveaux projets et d'exploitation propre des gisements. Ces derniers sont ouverts désormais aux étrangers (loi sur les PSA de 1996 notamment). À partir de 1998, la production pétrolière augmente de nouveau et a retrouvé aujourd'hui un niveau proche de celle des années 1980. Une véritable pression en résulte pour le présent, eu égard à la rénovation, mais aussi à la mise en place de nouvelles infrastructures, surtout dans les terminaux GNL (absents), et au développement des gisements pour l'après-2015. Les conditions climatiques difficiles nécessitent un transfert de technologie et les investissements indispensables à la mise en place de consortiums internationaux. Ces derniers se heurtent pourtant à un cadre juridique flou qui a dissuadé les investisseurs, surtout au début des années 2000.

Plusieurs tentatives furent entreprises afin de remédier à un cadre institutionnel absent entre l'Est et l'Ouest. À l'initiative du Premier ministre néerlandais naît, au début des années 1990, la Charte de l'énergie, conçue comme un cadre de dialogue et de coopération sur l'énergie entre l'Europe de l'Ouest et l'Europe de l'Est. La Charte européenne de l'énergie (1991) devient, en 1994, le Traité sur la charte de l'énergie et n'est plus limitée à la seule Europe, en incluant 51 membres. Purement consultatif et non ratifié notamment par la Russie, l'instrument a vite démontré ses limites. Une autre institution est conçue : Inogate, qui est mise en place en 2001 et qui ne comprend pas la Russie. Cet accord parapluie est censé favoriser le développement des structures de transport pour le pétrole et le gaz, ainsi que l'investissement en ex-URSS. Son efficacité et son utilité restent encore à prouver<sup>25</sup>.

---

24. Cf. S. Nies, *Unbundling*, Paris, Ifri, « Actuelles de l'Ifri - Édito du Programme énergie », janvier 2008, disponible sur <[www.ifri.org](http://www.ifri.org)>.

25. Des informations sur l'organisation sont disponibles sur <[www.inogate.org](http://www.inogate.org)>, dont le siège est à Kiev.

## **II. Le transport du pétrole vers l'Union européenne**

Ce chapitre est dédié au transport du pétrole vers l'Europe. La CEI et la Russie prédominent dans l'approvisionnement en pétrole, suivies par le Moyen-Orient puis la Norvège, l'Afrique du Nord et l'Afrique de l'Ouest, une part mineure revenant à l'Amérique (voir carte 1, « Le pétrole vers l'Europe »).

Si la part du Moyen-Orient a connu une baisse progressive depuis la mise en place de Drouzhba et l'augmentation des échanges intra-européens, l'attention principale européenne, quant à elle, est naturellement tournée vers le grand fournisseur oriental et son ancien hémisphère.

Le chapitre présente dans une partie introductive l'origine des ressources et de l'approvisionnement européens pour détailler par la suite les infrastructures par régions d'origine, état actuel et projets compris. L'enjeu turc a été volontairement omis dans cette partie, en faveur d'une lecture d'ensemble de ce pays, carrefour énergétique, tant pour le pétrole que pour le gaz, mais aussi du fait de la question importante des détroits turcs.

### **I. Introduction :**

#### **Origine des ressources, approvisionnement européen**

L'UE, deuxième consommateur mondial derrière les États-Unis avec 20 % de la consommation mondiale de pétrole, importe 80 % de ses ressources. Seuls le Royaume-Uni, le Danemark, l'Italie et la Roumanie disposent de ressources

**Tableau 1. Importations de pétrole brut de l'Union européenne en 2006,  
par pays ou zone géographique d'origine**  
(en milliers de barils/jour)

Origine	Quantité
Ex-Union soviétique	5 885
Moyen-Orient	3 208
Afrique du Nord	1 947
Afrique de l'Ouest	798
Amérique centrale et du Sud	468
États-Unis	313
Mexique	198
Autres pays d'Asie-Pacifique	114
Singapour	27
Japon	15
Canada	11
Chine	3
Afrique de l'Est et du Sud	1
Non identifiés	473
<b>Total des importations</b>	<b>13 461</b>

Source : BP (2007).

propres, qui diminuent cependant rapidement comme le pétrole de la mer du Nord.

Environ 25 % du pétrole est originaire de la Russie, 24 % du Moyen-Orient, 21 % de l'Afrique et 22 % de la Norvège, avec une tendance nette, sur 15 ans : l'augmentation de la part russe au détriment de celle du Moyen-Orient. L'importation du pétrole se fait en partie sous forme de produits raffinés. Si l'UE est autosuffisante pour le raffinage de l'essence, elle est déficitaire en naphta, matière première nécessaire à la fabrication des fibres synthétiques et plastiques, tout comme en gazole. Cette défaillance est compensée par les importations raffinées russes et, dans une moindre mesure, nord-africaines.

### **Remarques introductives sur le transport du pétrole**

Le pétrole brut peut être transporté par oléoduc ou par pétrolier, voire par une combinaison des deux : acheminement par oléoduc et continuation du transport par pétrolier. Le transport par navires de grande taille sur des distances importantes, supérieures à quelques milliers de kilomètres, est généralement plus économique. La taille des navires pour le

transport du pétrole brut varie de quelques milliers à plusieurs centaines de milliers de tonnes, avec des capacités qui ont crû considérablement au cours du temps, notamment entre 1945 et 1970 en réponse à la demande accrue au cours des trente glorieuses. Si, en 1945, la capacité d'un pétrolier se limitait à quelques dizaines de milliers de tonnes, elle est aujourd'hui de plus de 500 000 tonnes. Il faut cependant souligner que les deux chocs pétroliers ont eu pour effet une réduction de la demande et ont stimulé la production dans les zones proches des pays consommateurs. La demande de bateaux de très grande taille a par conséquent diminué, ces derniers nécessitant de plus des installations adaptées et coûteuses pour les accueillir. Les produits pétroliers finaux sont transportés par la suite dans des navires de taille restreinte, comme ceux de Rotterdam par le Rhin, qui contiennent environ 1 000 à 3 000 tonnes. Actuellement, l'UE manque de capacités de raffinage et des investissements dans ces infrastructures s'imposent.

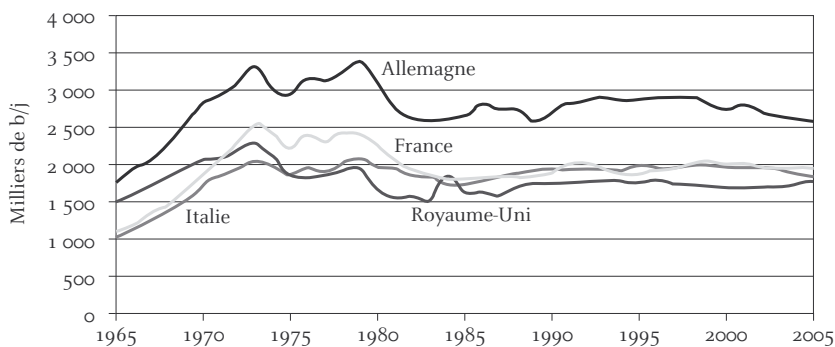
### ***L'approvisionnement pétrolier de l'Europe et l'impact du prix du pétrole***

Seul le pétrole de Russie et de Norvège est acheminé en Europe par oléoduc, par Drouzhba et Norpipe, alors que tout le reste est importé par voie maritime. La CEI en général et la Russie en particulier sont naturellement, de par leur proximité, les premiers fournisseurs européens, et ce, tant pour le pétrole que pour le gaz.

Au niveau de la production propre, l'UE comprend trois pays producteurs majeurs : la Norvège, le Royaume-Uni et le Danemark, avec une prédominance de la mer du Nord (Royaume-Uni et Norvège). Toutefois, les ressources de l'ensemble de ce groupe sont en déclin depuis 1999 (*peak* Royaume-Uni) et 2001 (*peak* Norvège).

L'idée que les flux russes pourraient se réorienter à terme vers des consommateurs concurrents, américains, japonais ou chinois, fait partie des représentations communautaires. L'incertitude sur les prix et la consommation européenne à long terme inquiète par contre le fournisseur principal et

**Graphique 2. Consommation pétrolière  
des quatre plus grands consommateurs européens  
(en milliers de barils par jour)**



Source : d'après « EU oil imports set to grow by 29% by 2012 », *The Oil Drum : Europe*, 3 octobre 2006, disponible sur <europe.theoil Drum.com>, à partir des données de *BP Statistical Review 2006*, disponible sur <www.bp.com>.

influence ces projets. Au sein de l'UE, les quatre grandes économies consomment plus de la moitié des hydrocarbures (56,2 %). Il s'agit de l'Allemagne, du Royaume-Uni, de la France et de l'Italie. Le Royaume-Uni, producteur et exportateur jusqu'en 2005, est devenu importateur net à partir de cette année. La production norvégienne, de même, est en inflexion progressive depuis 2001.

De manière inattendue et incontrôlable pour les producteurs et notamment l'OPEP, le prix s'élève à 100 dollars le baril début 2008 – et certains spéculent même sur un prix de 300 dollars dans l'avenir, en raison de la demande des pays émergents, notamment l'Asie, mais aussi de la diminution de la production russe<sup>26</sup> observée au premier trimestre 2008. Psychologiquement, le choc avait été plus grand en 1973 lors du premier choc pétrolier où le prix avait quadruplé, pour passer de 2,5 dollars à 12 dollars, puis, lors du deuxième choc, à environ 30 dollars<sup>27</sup>. La comparaison en dollars et euros constants doit être notée toutefois et, du fait de ce rapport favorable pour le prix du pétrole aux pays de la zone euro, le baril

26. Par exemple N. Dennis, « Oil Hits Record on Supply Concerns », *Financial Times*, 15 avril 2008.

27. Cf., sur l'évolution du prix du pétrole, Favennec (2007, p. 42-56), avec une partie historique. Les chiffres cités proviennent de cet ouvrage.

à 90 dollars se situe toujours en dessous des prix de 1979-1980. Si la part du pétrole dans le *mix* énergétique a diminué tout au long des années 1980 et 1990, une augmentation est prévue par certains experts<sup>28</sup>. Elle se fera ainsi malgré l'évolution du prix, élevé et volatile. S'il était évalué « juste à 25 dollars » jusqu'en 2003, les évolutions géopolitiques des années 2000 ont rajouté une « prime de risque » d'environ 5 à 15 dollars au prix de chaque baril. La perspective actuelle est celle d'une période serrée en 2008, avec une baisse éventuelle<sup>29</sup> dès 2009. L'UE est encore protégée de cette hausse par le chiffrage du baril en dollars et un rapport euro-dollar en sa faveur.

## 2. Les principaux fournisseurs de l'Union européenne

### *La Norvège et Norpipe Oil : déclin des ressources propres*

La Norvège demeure pour l'instant le pays exportateur européen le plus important, avec une production moyenne en 2005 d'environ 3 millions de barils par jour, et qui contraste avec une consommation interne faible de seulement 213 000 barils par jour. Néanmoins, la production diminue de l'ordre de 7 % par an<sup>30</sup>, depuis le *peak* en 2001.

L'oléoduc Norpipe, qui approvisionne l'UE en pétrole, a été mis en service en 1975 et atteint une capacité équivalente à Drouzhba Nord. Avec la diminution progressive des réserves norvégiennes en pétrole, cet approvisionnement paraît toutefois à terme compromis ; aucune nouvelle infrastructure pétrolière n'est par conséquent prévue. Le graphique 3 démontre indirectement le tarissement de la production pétrolière norvégienne.

---

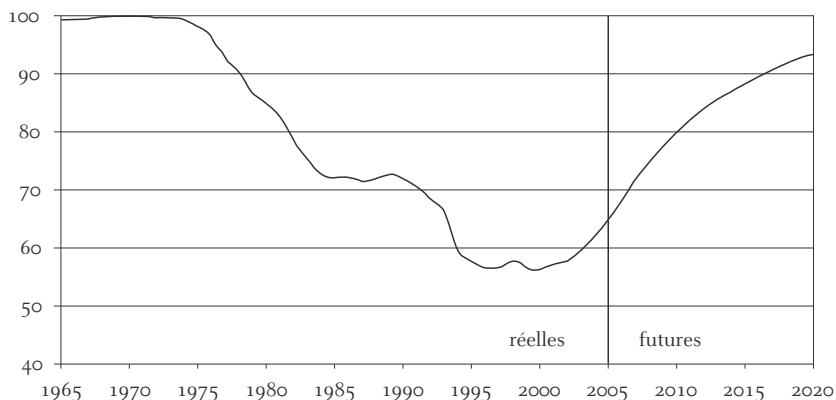
28. Prévision de croissance : si l'on se base sur les données du *BP Statistical Review 2006*, et que l'on applique une croissance de demande de 0,5 % pour l'UE-25 plus la Norvège et la Suisse, et en même temps un déclin de la production propre de 8 %, les importations de l'UE vont croître de 9,8 mb/j en 2005 à 12,6 mb/j en 2012, ce qui revient à une croissance de 29 % pour la période 2006-2012.

29. IEA, janvier 2008, « Short Energy Outlook ».

30. BP [2006].

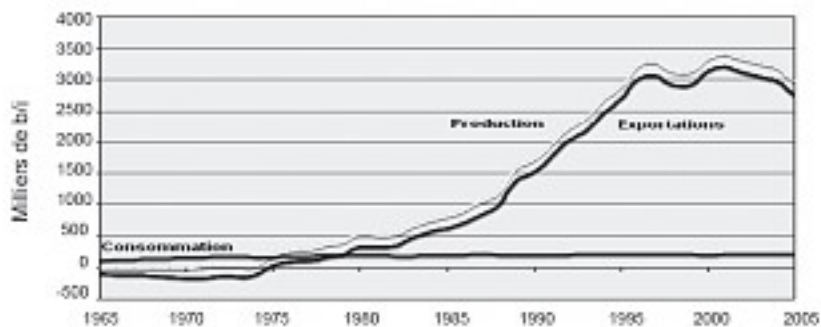


**Graphique 3. Part des importations pétrolières dans la consommation énergétique de l'UE et de la Norvège, 1965-2020 (en %)**



Source : d'après « EU oil imports set to grow by 29% by 2012 », *The Oil Drum : Europe*, 3 octobre 2006, disponible sur <europe.theoil drum.com>, à partir des données de *BP Statistical Review 2006*, disponible sur <www.bp.com>.

**Graphique 4. Exportations de la Norvège (en milliers de barils par jour)**



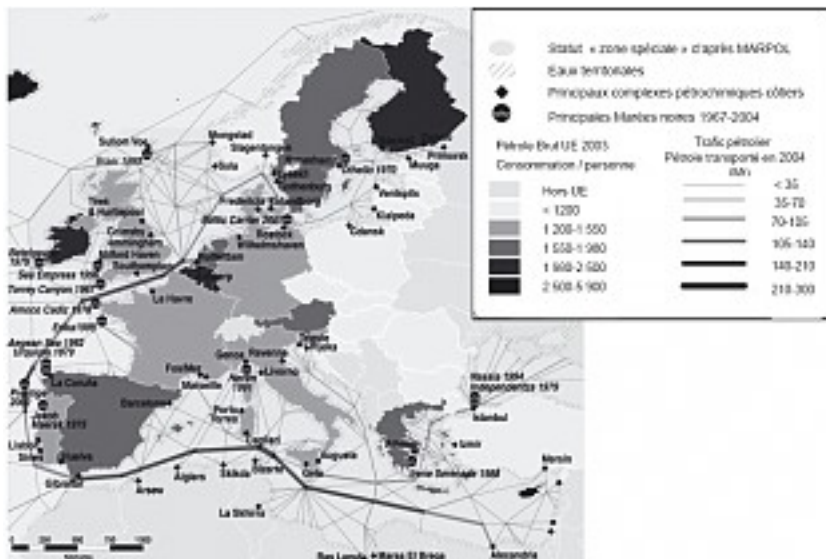
Source : d'après « EU oil imports set to grow by 29% by 2012 », *The Oil Drum : Europe*, 3 octobre 2006, disponible sur <europe.theoil drum.com>, à partir des données de *BP Statistical Review 2006*, disponible sur <www.bp.com>.

**Tableau 2. Oléoduc Norpipe Oil**

Oléoduc	Trajet	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité technique (b/j)	En service depuis
Norpipe Oil	Ekofisk Centre (Norvège offshore)/ Teesside (Royaume-Uni)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Propriétaires :</li> <li>– Norpipe Oil AS</li> <li>– ConocoPhillips</li> <li>– Skandinavia : 35,05 %</li> <li>– Total E&amp;P Norge : 34,93 %</li> <li>– Statoil : 15 %</li> <li>– Eni Norge : 6,52 %</li> <li>– SDFI : 5 %</li> <li>– Norsk Hydro Produksjon : 3,5 %</li> </ul>	354	900 000 (1)	1975
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Opérateur :</li> <li>ConocoPhillips Skandinavia</li> </ul>			

(1) Les installations de réception limitent la capacité à 810 000 b/j (NPD).

**Carte 2. Transport par pétrolier et consommation européenne de pétrole**



*Note* : Les noms et frontières présentés ainsi que les appellations utilisées sur les cartes et graphiques n'impliquent pas d'adhésion ou d'acceptation officielle par les Nations unies. La mer Méditerranée a un trafic marin étendu qui donne accès au Moyen-Orient (et au canal de Suez), à la mer Noire et à l'Europe du Sud ; son trafic est principalement composé de pétroliers. Le résultat d'un tel trafic est un risque élevé de pollution et de désastre écologique, d'autant plus que c'est une mer quasi fermée.

Les plus ou moins importants dégazages illégaux sont estimés à plus de 10 000 par an dans la mer Baltique. La mer du Nord et la mer Baltique sont sujettes à une surveillance aérienne régulière.

*Sources* : d'après « EU Oil Maritime and Consumption », programme des Nations unies pour le développement, disponible sur <www.grid.unep.ch> et Commission européenne JRC, Eurostat, ITOPE, Division Population ONU, Groupe de travail sur l'information géographique ONU. Cartographie : UNEP/DEWA/GRID-Europe, mars 2007.

## **Le Moyen-Orient**

Les approvisionnements du Moyen-Orient atteignent l'UE par pétroliers, avec une importance primordiale pour la ligne Alexandrie-Rotterdam, comme le démontre la carte 2. L'origine du pétrole européen est iranienne pour environ 6 %, à la différence des États-Unis qui, suite à l'Iran Libya Sanctions Act (ILSA), interdisent toute importation depuis cette origine. Si l'Asie est aujourd'hui le plus grand consommateur du pétrole moyen-oriental qui compose deux tiers de son *mix* énergétique, l'UE a connu une diversification, vers la Russie notamment, tout comme une diminution de sa consommation pétrolière. En raison de l'existence d'approvisionnements alternatifs (Afrique, Amérique du Sud) et de la logique mondiale du marché du pétrole, la préoccupation communautaire est davantage le prix que les origines.

## **La Russie et la CEI**

### *Les réserves de la Russie et de la CEI*

La plus grande partie des ressources pétrolières russes sont localisées dans le Nord de la Sibérie orientale, dans le Nord de la Russie occidentale et dans l'Oural. Les réserves du Nord-Caucase, y compris la Tchétchénie, sont pratiquement épuisées et leur impact n'est plus que local. Si la Russie se situe au septième rang mondial des producteurs de pétrole et occupe le premier rang au sein de la CEI, le Kazakhstan se trouve quant à lui à la huitième place, avec des ressources équivalentes à environ la moitié des ressources russes. L'ensemble des ressources russes, kazakhs, plus quelques gisements azéris, ouzbeks et turkmènes, placent la CEI au troisième rang mondial après l'Arabie Saoudite et l'Iran.

La production pétrolière russe était en 2006 de 9,8 millions de barils par jour, desquels 2,8 étaient consommés en Russie et 7 millions exportés (dont environ 4 millions de barils de pétrole brut, le reste en produits raffinés) ; 1,3 million de barils de pétrole brut ont été exportés par Drouzhba vers la Biélorussie, l'Ukraine, l'Allemagne et la Pologne, ainsi que, par Drouzhba Sud, vers d'autres pays d'Europe centrale, comme la Hongrie, la Slovaquie et la République tchèque ; 1,3 million de

barils de pétrole brut ont été exportés par le nouveau port de Primorsk, proche de Saint-Petersbourg, et 900 000 par la mer Noire, avec Novorossisk. Si la plus grande partie du pétrole russe est exporté *via* des oléoducs contrôlés par Transneft, environ 300 000 barils par jour sont transportés par d'autres voies, notamment par les deux grands ports pétroliers Novorossisk et Primorsk. S'y ajoute une moindre partie transportée par voie ferroviaire vers la Chine.

*Les défis pour la Russie exportatrice d'hydrocarbures*

Dans le cadre de sa politique d'exportation, la Russie doit faire face à trois défis majeurs, géographiques, géopolitiques et matériels : géographiques pour ce qui est de l'éloignement des gisements, de l'immensité de son territoire et de l'accès limité aux mers chaudes ; géopolitiques quant à la perte d'influence sur son « étranger proche » et à l'émergence d'une

**Tableau 3. Voies d'exportation du pétrole brut russe en 2006**  
(en milliers de barils/jour)

<i>Ports de la mer Noire</i>	
Novorossisk	768
Autres	212
<i>Port de la mer Baltique</i>	
Primorsk	1 255
<i>Oléoduc Drouzhba vers...</i>	
Allemagne	437
Pologne	466
Hongrie	136
République tchèque	104
Slovaquie	118
Lituanie	158
<b>Total des exportations vers l'Europe</b>	<b>3 660</b>
<i>Autres exportations</i>	
Opérateur autre que Transneft ; par la mer	170
Chine (train)	178
Mourmansk (train)	47
Autre train n'appartenant pas à Transneft	47
CPC	53
<b>Total des exportations russes</b>	<b>4 155</b>

Source : Nefte Compass (2007), 18 janvier 2007, New York, Energy Intelligence ; EIA Russia.

nouvelle zone de transit ; enfin matériels, concernant la qualité de ses infrastructures vieilles dont la majorité, y compris l'oléoduc Drouzhba, datent de plus de 20 ans et nécessitent une mise à jour urgente pour satisfaire la demande tant interne qu'extérieure. La publication récente des rapports d'un *peak* pétrole en Russie préoccupe les consommateurs et met en évidence encore une fois la nécessité urgente d'investissements dans l'exploitation, mais aussi dans le transport pétrolier.

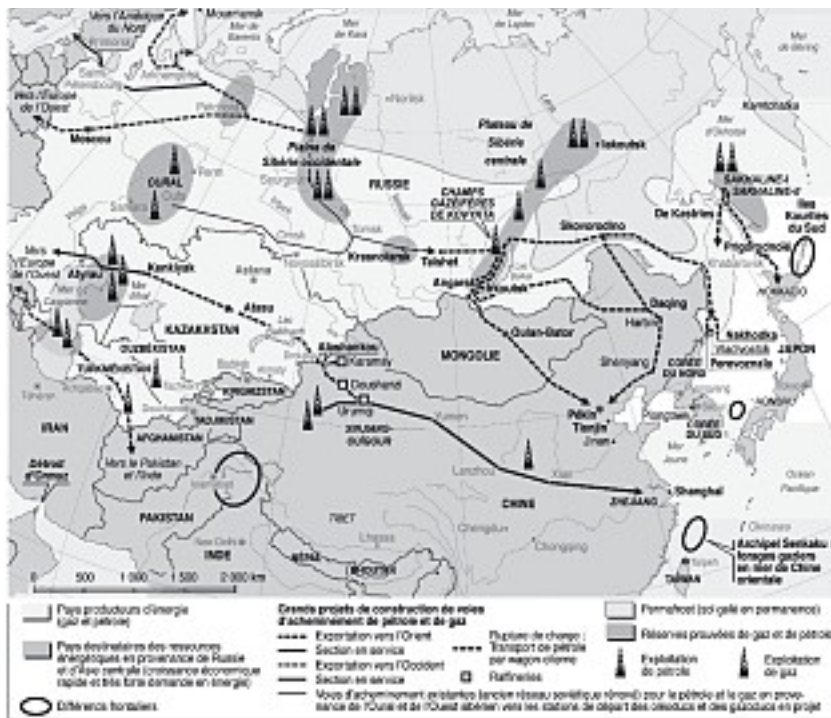
### *Les consommateurs concurrents des ressources russes/CEI*

Le tableau 3 détaille les flux des exportations pétrolières russes, ainsi que les moyens de transport. Il apparaît ici clairement que le consommateur potentiellement concurrent, la Chine, n'est lié aujourd'hui à la Russie par aucun oléoduc et que des quantités relativement négligeables sont transportées « à l'ancienne », par train. La carte 3 montre ensuite l'asymétrie des exportations occidentales et orientales de la CEI, très largement en faveur de l'Europe, avec une certaine relativisation toutefois depuis quelques années pour l'Asie centrale. Ioukos, en charge jusqu'à son démantèlement de l'exportation vers la Chine, proposait un oléoduc d'Angarsk (lac Baïkal) vers Daqing (Chine), le plus grand gisement pétrolier chinois et équipé des infrastructures et des raffineries adéquates. Cet oléoduc d'une longueur de 2 400 km et d'une capacité entre 20 et 30 millions de tonnes par an, dont le prix de construction est estimé à 2,8 milliards de dollars, a suscité un grand intérêt en Chine, mais représente pour la Russie le désavantage d'un lien quasi monopolistique en faveur du consommateur chinois. Ce dernier pourrait en abuser par la suite et modifier alors prix et quantités à son avantage. Après l'arrestation de Mikhaïl Khodorkovski, le PDG de Ioukos, le projet fut remplacé par un autre ; un oléoduc vers le port russe Nakhodka, qui pourrait exporter à terme 50 millions de tonnes de pétrole vers l'Asie. Deux variantes sont en débat, pour environ 4 200 km, 16 milliards de dollars et une durée de construction d'environ six ans<sup>31</sup>. Nakhodka représentera pour les autorités russes l'avantage d'éviter la dépendance d'un seul client et de pouvoir exporter tant vers le marché nord-américain que vers les autres

---

31. Goetz [2004, p. 14].

**Carte 3. Les infrastructures d'exportation des ressources de la Russie et de la CEI : quelle place pour les consommateurs concurrents ?**



Source : P. Rekaewicz, « En Asie, des projets de construction de voies d'acheminement du pétrole et du gaz », *Le Monde diplomatique*, mai 2005, disponible sur <[www.monde-diplomatique.fr](http://www.monde-diplomatique.fr)>.

pays asiatiques, en dehors de la Chine. Le Japon notamment a signalé un grand intérêt pour ce projet.

Les États-Unis sont un autre consommateur concurrent avec 18 millions de tonnes de pétrole importées en 2006 de la CEI (la Chine en importe 24 et l'UE 291)<sup>32</sup>.

Insistons aussi sur le fait que l'un des consommateurs concurrents le plus important est le producteur lui-même, de par une efficacité énergétique limitée d'un côté, et une consommation croissante de l'autre, la dernière n'étant que la traduction de l'équation économique qui veut qu'un taux de croissance de 1 % se traduise par une hausse de la consom-

32. BP [2007].

Tableau 4. Oléoduc Drouzhba

Oléoduc	Trajet	Propriétaire	Longueur (km)	Capacité technique (mb/j)	Capacité technique (mt/an)	En service depuis
<b>Drouzhba Nord</b>	Tjumen-Almetjevsk/Samara (Russie)/Schwedt (Allemagne)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transneft (Russie, Biélorussie)</li> <li>• PERN (Pologne)</li> </ul>	environ 4 000 dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Russie : 1 603</li> <li>• Biélorussie : 521</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 0,9 <sup>(1)</sup></li> <li>• Russie : 1,64</li> <li>• Biélorussie : 1 <sup>(2)</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• + de 51 en 2005 <sup>(3)</sup></li> <li>• Russie : 82</li> <li>• Biélorussie (2005) : 50 <sup>(2)</sup></li> </ul>	1964
	<b>Drouzhba Sud</b>	Tjumen-Almetjevsk/Samara (Russie)/République tchèque/Hongrie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Propriétaires : <ul style="list-style-type: none"> <li>– Transneft (Russie, Biélorussie)</li> <li>– Transpetrol (Slovaquie : 51 % ministère slovaque de l'Économie, 49 % Ioukos)</li> <li>– Mero (République tchèque)</li> </ul> </li> <li>• Opérateur : Transneft</li> </ul>	environ 4 000 dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Russie : 1 603</li> <li>• Biélorussie : 521</li> <li>• Ukraine : 634</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Russie : 1,64</li> <li>• Biélorussie : 1</li> <li>• Ukraine : 0,38 <sup>(2)</sup></li> <li>• 0,4 <sup>(1)</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Russie : 82</li> <li>• Biélorussie : 50</li> <li>• Ukraine (2005) : 17 <sup>(2)</sup></li> </ul>

(1) EIA ; (2) ECS ; (3) Lang.

mation énergétique de l'ordre de 0,8 %. Les enjeux social et culturel ne sont pas négligeables non plus dans ce contexte de la hausse des prix nécessaires, pour augmenter l'efficacité énergétique. En effet, les citoyens de l'URSS avaient l'habitude de la quasi-gratuité des matières premières, et la situation sociale actuelle, surtout hors des métropoles, rend l'enjeu politiquement très délicat. Cette problématique rappelle celle de l'Iran.

#### *Les oléoducs existants : Drouzhba*

##### *Contraintes capacitaires de Drouzhba*

Les capacités de transport des oléoducs russes sont exploitées pleinement à l'heure actuelle et, si l'on suit les prévisions de demande et de production russes, il faudrait pratiquement les doubler d'ici à 2020<sup>33</sup>. Drouzhba a une capacité de 85 millions de tonnes par an, qui n'est pas exploitée actuellement au sud, car la consommation pétrolière de la Hongrie, de la République tchèque et des pays des Balkans a diminué, alors que les déviations vers la Lettonie et la Lituanie ne sont plus approvisionnées.

##### *Projets autour de Drouzhba*

#### Délester la mer Baltique et le Bosphore : extension de Drouzhba Nord

L'extension de Drouzhba au nord et jusqu'à Wilhelmshaven fut proposée pour la première fois au début des années 1990. Cette extension permettrait en effet d'acheminer le pétrole russe et caspien vers les marchés mondiaux. Elle délesterait les voies maritimes : mer Baltique, mer Noire et mer Méditerranée. Sur un plan capacitaire, le réseau actuel est adapté à ce projet jusqu'à Mosyr, en Biélorussie, où Drouzhba se divise en deux branchements Sud et Nord. À partir de cette jonction, il faudrait augmenter les capacités techniques vers la Pologne et vers Schwedt, de l'ordre de 20 millions de tonnes par an, pour le prolonger par la suite de Schwedt à Wilhelmshaven en Allemagne<sup>34</sup>. Aussi logique que puisse paraître ce projet si fréquemment évoqué, ses

---

33. Goetz [2004].

34. Soria et Gray [2004], Goetz [2004, p. 12].



chances d'aboutir sont faibles. Si la Russie cherche à diminuer sa dépendance envers les pays de transit moyennant des investissements lourds comme dans Nord Stream, un intérêt qui coïncide par ailleurs avec celui de nombre de pays européens, elle n'optera certainement pas pour la logique inverse, celle d'un rôle accru de ces mêmes pays dans le transport du pétrole. L'extension de Drouzhba dépendra donc de la relation entre la Russie, d'un côté, et la Biélorussie et la Pologne, de l'autre. Côté demande, celle des États-Unis sera décisive. À l'heure actuelle, un troisième tuyau entre Adomowo et Plock est en construction et augmentera la capacité à 60 millions de tonnes par an pour cette partie. En revanche, on s'étonnera qu'un projet Nord Stream Oil n'ait pas encore été inventé. Un tel projet pourrait en effet créer le lien souhaité, délester la mer Baltique et permettre des économies dans les infrastructures avec le doublon gaz-pétrole. Il se heurterait aux mêmes polémiques et oppositions que Nord Stream Gaz, et au facteur économique. Malgré tout, le transport par pétrolier reste meilleur marché et permet de ne pas faire dépendre le producteur d'un consommateur précis, ce qui explique l'absence de projets d'oléoducs, à la différence du gaz.

#### Odessa-Brody ou l'aberration d'un projet sans pétrole

L'oléoduc Odessa-Brody souligne au mieux les risques d'une interférence politique surdimensionnée dans un projet d'infrastructure mal adapté à la réalité économique. En effet, cet oléoduc fut conçu afin de limiter la dépendance polonaise et ukrainienne à la Russie, en acheminant du pétrole du Moyen-Orient par Odessa (Ukraine) vers Brody (frontière polono-ukrainienne). Fortement appuyé par l'UE, ce projet d'infrastructure fut achevé en 2001. Ana Palacio, commissaire européen à l'Énergie et au Transport, l'avait déclaré projet d'intérêt pan-européen en 2003. Un groupe de travail trilatéral (Pologne, Ukraine, UE) fut mis en place et des fonds considérables alloués par Varsovie et Kiev pour le mener à bien. Néanmoins, le résultat peut être considéré comme un fiasco à part entière. Si l'oléoduc long de 674 km était initialement destiné à accueillir le pétrole notamment de l'Asie centrale (Kazakhstan) et à diversifier ainsi les recettes pétrolières de

l'Ukraine, voire plus tard de la Pologne par le lien Brody-Plock (Gdansk), il restera vide pendant trois ans, de 2001 à 2004, faute d'approvisionnement. En 2004 fut enfin signé un accord entre l'Ukraine et la Russie permettant l'inversion du flux et son utilisation par la Russie qui pouvait alors exporter le pétrole vers la mer Noire et, de là, vers différentes destinations méditerranéennes. Le débat sur l'utilisation dans le sens prévu initialement continue toutefois et a resurgi avec la « révolution orange » et les déclarations du président Iouchtchenko en 2005 sur l'importation du pétrole d'Asie centrale par cette liaison. Une intention réitérée fin 2006 tant par Viktor Iouchtchenko, que par Viktor Ianukovitch, son adversaire devenu Premier ministre. Un autre accord sur le projet Sarmatia, en mai et juin 2007, prévoit le lien avec Gdansk et la mise en place d'un consortium, confirmé par un accord politique entre la Pologne, l'Ukraine, la Lituanie et l'Azerbaïdjan lors d'une conférence sur la sécurité des approvisionnements à Vilnius. L'avenir dira si ce projet aboutira, mais le constat est que, malgré leur grand nombre, les accords et intentions politiques n'ont pas su être traduits sur un plan économique et commercial. Bien au contraire, les gouvernements polonais et ukrainien ont perdu de grandes sommes d'argent avec la construction d'un oléoduc vide dès le départ.

Nouvelles infrastructures et constructions au Nord :  
le BPS, le port de Primorsk et l'enjeu baltique

Le côté pathologique de la relation Russie-États baltes après le divorce a pris et continue à prendre des formes multiples. Catherine Locatelli a ainsi montré que les statistiques d'exportations de Gazprom font figurer les trois États baltes dans la catégorie CEI alors qu'aucun d'eux n'a adhéré au traité de Minsk<sup>35</sup>.

Si l'oléoduc Drouzhba approvisionnait à l'époque soviétique les deux ports lettons et lituaniens de Butinge et Ventspils – et dans une moindre mesure Muuga près de Tallinn en Estonie – d'où partaient les exportations vers les marchés du Nord, l'indépendance des États baltes et les multiples conflits consécutifs ont amené la Russie à réduire

---

35. Locatelli (2008, p. 7, note 5).

**Tableau 5. Nouvelles infrastructures et constructions au Nord : le BPS, le port de Primorsk et l'enjeu baltique**

Oléoduc	Trajet	Opérateur	Longueur (km)	Capacité technique	En service depuis
<b>Baltic Pipeline System (BPS)</b>	Iaroslavl (Russie) / Primorsk (Russie)	Transneft	1 514	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 42 mt/an en mars 2004 <sup>(1)</sup></li> <li>• 65 mt/an depuis avril 2006 <sup>(2)</sup></li> <li>• 1,3 mb/j en 2006</li> <li>• 1,5 mb/j en mars 2007 <sup>(3)</sup></li> </ul>	2001

(1) Götzt ; (2) RIA ; (3) EIA.

progressivement les approvisionnements, jusqu'à la fermeture définitive lors de l'inauguration du nouveau port pétrolier de Primorsk, en 2003. Le BPS, ouvert en décembre 2001, alimente désormais le nouveau terminal pétrolier Primorsk. La Russie a pu obtenir un nouvel accès direct, par le golfe de Finlande, aux marchés européens et américain. Les risques écologiques dans la mer Baltique, sorte de cul-de-sac, au système écologique fragile, et déjà hautement polluée, seront soulignés ici. Les pays de jonction Lettonie et Lituanie ont ainsi été éliminés, même si l'explication officielle mentionne des « réparations de l'oléoduc pendant une période non déterminée ». La capacité d'exportation par Primorsk a été augmentée constamment, avec environ 1,3 million de barils par jour en 2006 en moyenne et 1,5 en mars 2007<sup>36</sup>. Si les exportations par la région baltique ont doublé depuis 1999, c'est le port de Primorsk, qui appartient à Transneft qui en a profité le plus, bien que le climat y soit défavorable comparé aux autres ports baltiques. Il y gèle pendant 145 jours, ce qui augmente le risque d'accidents, et il ne peut accueillir que de petits pétroliers. Si Ventpils représentait auparavant le plus grand port pétrolier de la région et le deuxième en URSS après Novorossisk, Transneft cessa de l'approvisionner fin 2003, une fois la construction de Primorsk terminée. Des tentatives de compensation grâce à des livraisons par voie ferroviaire ont été abandonnées par les autorités lettonnes peu de temps après et, en octobre 2006, l'État a vendu ses actions à la société Vitol/Euromin, enregistrée à Chypre et qui opère aussi sur le

36. Source : EIA 2007, « Country Analysis Russia ».

port de Kaliningrad. La seule raffinerie de la région baltique est Mazeikiai, en Lituanie, qui, modernisée en 2003, a subi une succession d'acquisitions et de ventes, de Ioukos, en 2002, à la vente forcée en mai 2006. Devant le choix entre acquiescements russes et polonais, Vilnius a opté pour les seconds, l'entreprise de raffinerie PKN Orlen, et interprète les coupures intervenues par la suite comme réaction de Moscou à ce choix. D'après eux, la dégradation des relations entre la Pologne et la Russie a entraîné la fermeture de fait des infrastructures, officiellement expliquées par les autorités russes par des « problèmes techniques » au niveau des oléoducs qui approvisionnent la raffinerie<sup>37</sup>. Savoir si l'élection de Tusk en Pologne et l'amélioration des relations russo-polonaises auront un impact sur ce dossier reste à mesurer.

Et la Lituanie avait utilisé son droit de réserve pour la renégociation du partenariat avec la Russie, en insistant sur le fait « que le succès des négociations avec la Russie dépendra directement de la reprise des livraisons via l'oléoduc Drouzhba »<sup>38</sup>.

**Tableau 6. Les projets de la mer de Barents**

Oléoduc	Trajet	Via	Opérateur	Longueur (km)	Capacité technique (mt/an)	Coût estimé (Md \$)
Mer de Barents (Mourmansk)	champs de Sibérie occidentale (Russie) / Mourmansk (Russie)	via Karélie ou mer Blanche vers péninsule Kola	Transneft	2 800-3 900	50-100	9 à 15 <sup>(1)</sup>
Mer de Barents (alternative)	champs de Sibérie occidentale (Russie)/ Indiga (Russie)	-	Transneft	1 700	50-100	12 <sup>(1)</sup>

(1) Götz.

37. S. Wagstyl, « Lithuanian Leader in Cold War Warning », *Financial Times*, 22 janvier 2008, p. 4.

38. UE/Russie : la Lituanie a levé ses réserves à propos de l'ouverture des négociations avec Moscou sur un nouvel accord de partenariat. Agence Europe, n° 9659, 14 mai 2008, p. 5.

Lors des conflits sur le transit qui ont opposé la Russie à la Biélorussie, début 2007, le président de Transneft, Semion Vainshtok, annonça la construction d'un oléoduc supplémentaire de la frontière biélorusse vers Primorsk, avec une capacité initiale de 1 million de barils par jour et une possibilité d'augmentation à 1,5 million dans un avenir proche. Ce projet n'a pas encore été approuvé par le gouvernement russe mais pourrait aboutir après un temps de construction de 18 mois. Une partie des flux de Drouzhba pourraient ainsi être réorientés vers Primorsk.

Le projet avorté de l'oléoduc de Sibérie-Mourmansk : les pipelines dans le conflit Ioukos-Transneft et les projets de la mer de Barents

Fin 2002 fut proposé un oléoduc liant les gisements pétroliers de la Sibérie orientale au port « chaud » de Mourmansk, afin d'approvisionner le marché américain et de renforcer le lien énergétique entre la Russie et les États-Unis. Ce projet comprend un oléoduc onshore par la Karélie et un oléoduc offshore par la mer Blanche vers la péninsule de Kola.

Ce projet appelé l'oléoduc Mourmansk, surtout soutenu par la société pétrolière Ioukos et son président Mikhaïl Khodorkovski, s'est heurté à l'opposition de la société étatique Transneft. Les arguments évoqués par Transneft étaient doubles : absence de rentabilité de ce projet et rejet du principe d'un financement privé pour les infrastructures énergétiques. Alternativement, Transneft proposait la transformation du port d'Indiga en port d'exportation pétrolier, ce qui nécessiterait une infrastructure entièrement renouvelée et l'utilisation des brise-glaces en hiver. Ce port sur la mer de Barents pourrait approvisionner le marché nord-américain par une route plus courte.

Sakhaline et la remise en question de l'ouverture de Boris Eltsine

Sakhaline, île russe d'Extrême-Orient, fait l'objet de spéculations et de projets depuis les années 1970, lorsqu'une équipe soviéto-japonaise commença à en explorer les ressources. Cette zone pourrait devenir en effet une « deuxième mer du Nord », contenant des ressources importantes en pétrole comme en gaz. De plus, la mer d'Okhotsk dispose d'une situation straté-

gique proche des pays asiatiques, qui connaissent une forte croissance de la demande d'énergie<sup>39</sup>.

En mai 1991, un appel à consortium a été publié par les autorités, à l'époque encore soviétiques, et les premiers accords de partage de production (Production Sharing Agreements, PSA) furent signés en 1994 et 1995. Le projet Sakhaline II comprenait dans un premier temps Shell (Royaume-Uni, Pays-Bas), Mitsui et Mitsubishi (Japon) et constituait ainsi le seul projet sans participation russe. Sakhaline I comprend en revanche non seulement Exxon Mobil (États-Unis), SODECO et ONGC Videsh (Inde) mais aussi les deux sociétés russes Rosneft et Sachalinnorneftegas. Sakhaline I comme II représentent des explorations offshore et des possibilités de transport par pétrolier, la région ne disposant pas d'oléoducs et le transport étant impossible pendant la période de gel<sup>40</sup>. Sakhaline I prévoit la construction d'un oléoduc sous-marin vers le continent, d'une longueur de 250 km, pour arriver à la plateforme de De Kastri, et Sakhaline II, un oléoduc onshore de 800 km vers le port « chaud » russe de Prigorodnoe. Si, en 1996, une loi russe sur les accords de partage de production fut adoptée et permit l'entrée des groupes étrangers dans les projets, Vladimir Poutine la compléta en 2003, durcissant les critères selon lesquels un gisement peut être ouvert aux PSA. Ceux-ci sont devenus par la suite des exceptions pour le développement des gisements russes. Le ministère russe de l'Énergie annonça enfin, fin 2005, que seules les compagnies contrôlées majoritairement par des capitaux russes pouvaient obtenir des licences pour développer les gisements (pétrole et gaz) en Sibérie. La période 2003-2005 constitue donc un véritable tournant dans la politique énergétique russe que l'on pourrait intituler « le retour du contrôle étatique sur la production et le transport, la limitation de l'influence et de la participation étrangère ». L'affaire Ioukos et l'arrestation très médiatisée de son président sont les symboles de ce tournant. Ioukos contrôlait alors 20 % de la production de pétrole russe, et une fusion avec le cinquième pétrolier russe, Sibneft, était

---

39. Cf., pour une carte détaillée des projets Sakhaline, <[www.robertamsterdam.com](http://www.robertamsterdam.com)>.

40. Bradshaw (2006).

sur le point d'aboutir, tout comme les négociations sur l'entrée dans le capital d'Exxon Mobil et de Chevron.

Le changement de la politique russe quant aux investissements des sociétés étrangères a modifié, en avril 2007, les participations dans Sakhaline II. Les parts de la société Sakhaline Energy Investment Company Ltd (Sakhalin Energy) ont en effet été transférées lors de la signature d'un contrat le 18 avril 2007 entre Gazprom et les investisseurs historiques. Par la suite, Gazprom obtenait 51 %, Shell 27,5 %, Mitsui 12,5 % et Mitsubishi 10 %<sup>41</sup>.

Depuis 2003 les projets Sakhaline sont ainsi remis en question. Moscou a utilisé en sus des arguments écologiques, arme de préférence des uns et des autres dans les projets d'infrastructures. Une rente plus importante fut exigée des sociétés étrangères. Ce comportement de Moscou a été critiqué par les États et entreprises impliqués, insistant sur l'insécurité des investissements et l'absence d'un cadre légal en Russie. Si les projets en Russie sans participation russe, comme Sakhaline II, appartiennent au passé, et que ce virement stratégique russe est compréhensible, l'incertitude du cadre légal, dû plus à l'expérience récente qu'au dispositif réel, se solde aussi par le manque d'investissements dans les nouveaux gisements et dans les infrastructures de ce pays producteur, si souvent déploré.

Un projet pan-européen d'oléoduc ?

La Croatie, la Roumanie et la Serbie ont signé en avril 2008 un accord à Bukarest, qui porte sur la construction d'un oléoduc Adriatique. Ce projet, proposé pour la première fois en 2002, lierait sur 1300 kilomètres le port roumain Constanta à Trieste *via* la côte italienne, la Serbie, la Croatie et la Slovénie. L'UE soutient ce projet, et surtout l'idée de la décongestion de la route traditionnelle par la mer Noire.<sup>42</sup>

---

41. Voir <[www.sakhalinenergy.com/en/media.asp?p=media\\_page&itmID=204](http://www.sakhalinenergy.com/en/media.asp?p=media_page&itmID=204)> ; *Financial Times*, 6 juin 2007.

42. *SETimes*, « Croatia, Romania, Serbia sign Pan-European Oil Pipeline agreement », 23 avril 2008, <[www.setimes.com](http://www.setimes.com)>.

## L'accès au pétrole de la Caspienne

La mer Caspienne contient des ressources d'importance mondiale tant en gaz qu'en pétrole ; cependant elle n'a pas été exploitée à l'époque soviétique, faute de moyens financiers et technologiques, mais aussi de priorité. En effet, après les découvertes d'hydrocarbures en Russie puis en Sibérie, Bakou I a été de plus en plus négligé. La chute du mur de Berlin changea la donne pour deux raisons. Premièrement, les pays nouvellement souverains de l'Asie centrale ainsi que l'Azerbaïdjan commençaient à s'intéresser de près à ce poten-

### **Le statut de la Caspienne : mer ou lac ?**

Un litige juridique important oppose les cinq riverains de la Caspienne : mer ou lac ?

Historiquement, l'accord irano-soviétique de 1921, reconfirmé en 1940, atteste pour ces deux États riverains de l'époque que la Caspienne était une « mer, exploitée en commun », avec le droit de navigation de la flotte iranienne sur ces eaux. L'éclatement de l'URSS fait naître trois autres États riverains de la Caspienne – l'Azerbaïdjan, le Kazakhstan et le Turkménistan – et l'enjeu de la propriété des ressources mais aussi de l'acheminement des hydrocarbures aura un impact direct sur sa définition juridique.

Si une mer est régie, conformément au droit international, par la règle des 12 miles (22 km) appartenant à l'État riverain, puis par la propriété internationale, le statut de lac, quant à lui, revendique l'accord de tous les riverains pour son utilisation, l'exploitation des ressources, etc.

La Russie défend comme l'Iran la notion de lac, et s'oppose à toute tentative des trois nouveaux États riverains de revendiquer un statut de mer, qui leur garantirait la propriété dans la zone des 12 miles et les mettrait à l'abri de l'accord unanime pour tout projet.

L'absence d'un statut défini s'avère très négative et problématique tout d'abord pour le développement des gisements, mais aussi pour la mise en place des infrastructures d'acheminement. À l'heure actuelle, l'appartenance des gisements est contestée, comme celui d'Alov, revendiqué tant par l'Iran, que par l'Azerbaïdjan et le Turkménistan, ou encore ceux de Chiraz ou Kiapgaz, revendiqués en même temps par l'Azerbaïdjan et le Turkménistan.

1. Cf., pour un aperçu détaillé de la problématique et la position des pays riverains, voir <[www.ladocumentationfrançaise.fr/dossiers/mer-caspienne/partage-mer-caspienne.shtml](http://www.ladocumentationfrançaise.fr/dossiers/mer-caspienne/partage-mer-caspienne.shtml)>.



tiel désormais national ; deuxièmement, la porte s'ouvrait pour la première fois aux investisseurs étrangers. D'après les estimations des experts la production caspienne pourrait rapidement atteindre des niveaux très élevés, avec des réserves estimées à environ 220 milliards de barils de pétrole. Néanmoins, il faut composer avec un environnement géopolitique compliqué, dû à la localisation des ressources dans une mer entièrement fermée. Les deux riverains potentiellement les mieux à même de transporter les ressources (la Russie et l'Iran) ne sont pas considérés par les pays occidentaux comme partenaires mais comme concurrents dans ces projets. Mais à part justement la Russie et l'Iran, les pays riverains de la Caspienne – Azerbaïdjan, Kazakhstan et Turkménistan – ne disposent d'aucun accès à une mer ouverte et sont donc entièrement tributaires de leurs voisins, et notamment de la Russie. Les ressources sont inégalement réparties dans la mer Caspienne, situation qui défavorise la Russie et l'Iran et explique à son tour l'opposition de ces deux pays à lui reconnaître le statut de mer.

#### Le choc du BTC

Afin de remédier à cet enclavement a été réalisé l'oléoduc BTC (Bakou-Tbilissi-Ceyhan), fortement soutenu par les États-Unis et les pays occidentaux. Avant sa réalisation le pétrole était transporté de Bakou à Soupsa par l'oléoduc Western Early, disposant d'une capacité de 155 000 barils par jour mais qui a fermé en 2007 pour travaux<sup>43</sup>.

Si, dans un premier temps, le Kazakhstan a continué à exporter ses ressources dans un premier temps par le réseau russe (gazier et pétrolier)<sup>44</sup> qui date de l'époque soviétique, le BTC, mis en service en 2005, représente une véritable rupture et un échec capital pour la stratégie de Gazprom et de la Russie. Associé à la dégradation post-soviétique de l'ère Eltsine, le « choc du BTC » détermine depuis la stratégie de Gazprom et de la Russie face aux projets de contournement de son territoire, comme Nabucco, sujet sur lequel nous revien-

---

43. EIA Azerbaïdjan [2007].

44. Notamment l'oléoduc CPC [Caspian Petroleum Corporation] qui permet de transporter 50 millions de tonnes de brut par an de Tengiz à Novorossisk.

drons ultérieurement. À l'heure actuelle, le Turkménistan et le Kazakhstan se sont de nouveau rapprochés de la Russie, comme le symbolise les réunions tripartites à Turkmenbashi en mars et mai 2007.

Un premier oléoduc liant les ressources azéries au port géorgien de Soupsa s'est révélé peu opérationnel car les cargos doivent franchir les détroits du Bosphore et des Dardanelles. Ainsi, les seules alternatives sont soit l'Iran et le golfe Persique, soit la Turquie orientale, soit la mer Baltique par un oléoduc qui traverserait l'Europe du Sud au Nord et nombre de pays de jonctions considérés « problématiques ». Les conflits Azerbaïdjan-Arménie et Arménie-Turquie ont finalement abouti à la réalisation d'une trajectoire à travers la Géorgie. Le projet a été enfin approuvé lors de la conférence de l'Organisation pour la sécurité et la coopération en Europe (OSCE) à Istanbul, en novembre 1999, tout comme un gazoduc parallèle du Turkménistan vers la Turquie, par Bakou.

L'oléoduc Bakou-Tbilissi-Ceyhan, deuxième oléoduc du monde de par la distance parcourue, s'étend sur 1 768 km et transporte le pétrole du champ pétrolier azéri de Chirag – dans la mer Caspienne – vers la Méditerranée, en passant par Bakou, Tbilissi, Erzurum et à destination de Ceyhan, en Turquie. Les premiers transports de pétrole débutèrent le 10 mai 2005, pour atteindre Ceyhan dès juin 2006<sup>45</sup>.

#### *Les autres projets caspiens*<sup>46</sup>

La région caspienne a connu et connaît une véritable prolifération de projets, comme l'oléoduc transcaspien. Ce projet, qui prévoit également un tracé parallèle de gaz, est en discussion depuis que le Kazakhstan a proposé ce lien entre le port kazakh d'Aktou vers Bakou, où il sera connecté au BTC. Mais, comme le statut de la mer Caspienne n'est toujours pas déterminé, la Russie et l'Iran s'opposent à tout oléoduc ou gazoduc offshore dans la mer Caspienne. En attendant, Astana a annoncé la cons-

---

45. IEA (2007).

46. Cf. aussi le chapitre gaz pour les projets de la Caspienne ; cf. les travaux d'A. Dellecker sur les projets énergétiques de la Caspienne, *Caspian Pipeline Consortium, baromètre du climat d'investissement en Russie*, Paris, Ifri, « Russie.Nei.Visions », n° 31, juin 2008, disponible sur <www.ifri.org>.

Tableau 7. Oléoduc Bakou-Tbilissi-Ceyhan (BTC)

Oléoduc	Propriétaire	Longueur (km)	Capacité	Prix	En service depuis
Bakou-Tbilissi-Ceyhan (BTC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BTC Pipeline Company - BP : 30,1 %</li> <li>• AzBTC : 25 %</li> <li>• Chevron : 8,9 %</li> <li>• Statoil : 8,71 %</li> <li>• TPAO : 6,53 %</li> <li>• Eni : 5 %</li> <li>• Total : 5 %</li> <li>• Itochu : 3,4 %</li> <li>• INPEX : 2,5 %</li> <li>• ConocoPhillips : 2,5 %</li> <li>• Amerada Hess : 2,36 %</li> </ul> (en juillet 2006)	1 768 dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Azerbaïdjan : 443</li> <li>• Géorgie : 249</li> <li>• Turquie : 1 076</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 mb/j pour 2008-2009 <sup>(1)</sup></li> <li>• 1 mb/j <sup>(2)</sup></li> <li>• 50 mt/an <sup>(3)</sup></li> </ul>	Pour les membres du consortium et pour un transport de Sangachal à Ceyhan : <ul style="list-style-type: none"> <li>• 3,3 \$/baril (2005-2010)</li> <li>• 4,6 \$/baril (2010-2016)</li> <li>• 5,5 \$/baril (2016-2029).</li> </ul> La Turquie devrait gagner entre 140-200 millions \$ par an de frais de transit et d'opération. La Géorgie s'attend à toucher 112 millions \$ durant la période 2004-2008 et 566 millions \$ durant la période 2009-2019.	Mai 2005

(1) EIA ; (2) ECS ; (3) Götz.

truction du système de transport kazakh-caspien qui devrait être opérationnel en 2010. Ce projet inclut un oléoduc d'Iskene vers le port caspien de Kuryk, des terminaux en Kazakhstan et en Azerbaïdjan, ainsi que la construction de pétroliers. Il faut en effet construire tous les pétroliers sur place, car la mer est fermée, ce qui rend la mise en place d'une infrastructure appropriée difficile, quelle que soit sa nature.

### 3. Résumé et conclusion

L'approvisionnement pétrolier de l'Europe est lié à deux oléoducs principaux, mais dépend surtout du marché mondial et des approvisionnements par pétrolier. Si la Russie représente un fournisseur important, l'hypothèse d'un *peak* et le fait d'un sous-investissement actuel dans les gisements et infrastructures inquiètent en UE. Par ailleurs, l'absence d'un statut légal pour la Caspienne freine le développement de ses gisements. Peu de projets de nouveaux oléoducs existent à l'heure actuelle, à la grande différence du gaz. On assiste bien au contraire à une hausse de la part transportée par pétrolier, à l'image de la construction du port pétrolier de Primorsk, en mer Baltique. Primorsk et le BPS créent un accès direct entre le producteur et le consommateur, en contournant des pays de transit de l'ancien hémisphère soviétique, une stratégie que Gazprom et la Russie poursuivent aussi dans le domaine du gaz. Quant aux investissements pour l'exploitation des ressources, on constate un changement de logique en Russie, entre les PSA autour de Sakhaline et la nouvelle législation du début des années 2000. En ce sens, Sakhaline doit être considéré comme le symbole d'un changement de tendance majeur, de volonté de contrôle des autorités russes sur les investissements étrangers dans le pays et notamment dans ce secteur.



### III. Le gaz du Nord, du Sud et de l'Est...

#### 1. La demande gazière européenne et l'origine des approvisionnements

Les réserves mondiales de gaz naturel sont détenues par la Russie (29 %), l'Iran (15,2 %), le Qatar (14,7 %), et, en quantité plus limitée, par l'Arabie Saoudite (3,8 %), les États-Unis (3 %), l'Algérie (2,5 %), l'Indonésie, le Canada, le Royaume-Uni, les Pays-Bas et quelques autres pays. Le gaz naturel compte pour 24 % dans le *mix* énergétique mondial, exactement comme dans l'UE-27, avec une exception pour la France<sup>47</sup> où la part ne dépasse pas 15 %.

La demande en gaz est en forte croissance à l'échelle mondiale et, d'après les estimations de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), elle passera en 2030 pour l'UE et les Balkans, ainsi que la Turquie et la Norvège, de 200 milliards de m<sup>3</sup> en 2005 à 500-600 milliards de m<sup>3</sup>, une augmentation qui ira donc de pair avec une dépendance accrue des importations, jusqu'à 84 % en 2030. Cette dépendance accrue s'explique par la substitution continue pétrole-gaz, l'augmentation de la génération de l'électricité par le gaz, et par le *peak* gaz des pays producteurs au sein de l'UE-27.

Le gaz européen a essentiellement quatre origines hormis la production propre ; la production propre de l'UE compte

---

47. Chevalier et Percebois (2007, p. 22).

pour environ un tiers et les importations proviennent des quatre pays suivants : la Russie (46 % des importations), la Norvège (27 %), l'Algérie (20 %) et dans une moindre mesure le Nigeria (moins de 8 %), avec des proportions différentes des origines d'un État membre à l'autre pour des raisons géographiques évidentes. Une prédominance du gaz algérien dans le *mix* des riverains de la Méditerranée (Italie, Espagne, France, mais aussi le Portugal) contraste ainsi avec celle du gaz russe en Europe centrale, et notamment dans les nouveaux États membres et l'Allemagne<sup>48</sup>. Le reste vient de la production propre, qui s'élevait à 33 % de la consommation en 2005<sup>49</sup> (voir p. 5 « Panorama : Le gaz en Europe »).

**Tableau 8. Importations de gaz naturel vers l'UE-27 en 2006, par pays d'origine**  
(en milliards de m<sup>3</sup> par an)

Origine	Quantité	
	Md m <sup>3</sup>	%
Russie	128	41
Norvège	84	27
Algérie	55	18
Nigeria	13	4
Libye	8	3
Égypte	8	3
Qatar	5	2
Autres	13	4
<b>TOTAL</b>	<b>314</b>	<b>100</b>
<i>Dont par gazoduc</i>	264	
Russie	128	
Norvège	84	
Algérie	36	
Libye	8	
Autres	8	
<i>Dont sous forme de GNL</i>	50	
Algérie	19	
Nigeria	13	
Égypte	8	
Qatar	5	
Autres	5	

Source : BP (2007) et calculs de l'auteur.

48. Pour un tableau détaillé des profils énergétiques de chaque État membre, cf. Energy Information Administration, <[tonto.eia.doe.gov/country/country\\_energy\\_data.cfm](http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm)>.

49. Eurostat Yearly Statistics (2005).

**Tableau 9. Le gaz dans l'UE-25 et dans les nouveaux États membres :  
une dépendance inégale face à la Russie**  
(en pourcentage)

	UE-25	Nouveaux États membres
Ressources propres	41	33
Russie	26	62
Algérie	12	1
Norvège	16	4
Autres/GNL	5	0

Source : Tönjes et de Jong (2007, p. 12), à partir de BP (2006), *BP Review of World Energy 2006*, Londres, BP.

De plus, les nouveaux pays membres de l'UE sont beaucoup plus dépendants de la Russie que l'UE-15, ce qui explique partiellement leur perception de la politique énergétique comme politique de sécurité (face à la Russie)<sup>50</sup>.

## 2. Remarques introductives sur le transport et le prix du gaz

Le gaz peut être transporté soit par gazoduc soit sous forme liquide dans des navires spécialisés, les méthaniers. Le GNL est obtenu par refroidissement du gaz à  $-162^{\circ}$ , une opération très coûteuse. Le liquide ainsi obtenu est transporté par des méthaniers spéciaux, d'une capacité allant de 100 000 à 150 000 m<sup>3</sup>, et regazéifié à l'arrivée. La voie privilégiée reste le transport par gazoduc, plus économique jusqu'à quelque 3 000 km.

En attendant l'avènement du GNL – qui s'impose de plus en plus dans le monde, certes de manière très inégale région par région, avec une production qui a doublé en 10 ans et une hausse de production dans le monde de 11,8 % en 2006<sup>51</sup> –, les marchés gaziers restent régionalisés et dépendants des gazoducs. Sorte de vases communicants, le nombre des terminaux de liquéfaction doit correspondre aux installations de regazéification. Les uns comme les autres, ainsi que le processus lui-même, sont très coûteux. Nous constatons à l'heure actuelle

50. Lang (2007, p. 11).

51. BP Global Reports and Publications, 2007, <www.bp.com>.



que le nombre des terminaux de regazéification dépasse celui des terminaux de liquéfaction et que les producteurs hésitent à se positionner sur ce marché économiquement moins avantageux.

La mise en place d'un gazoduc coûte très cher, mais présente l'avantage d'une longévité importante, entre 35 et 60 ans, et des investissements d'entretien réduits<sup>52</sup>. Que la construction des gazoducs onshore soit plus économique que offshore ne nécessite pas d'explication. La construction de ces derniers peut s'avérer indispensable, comme entre la Norvège, le Royaume-Uni et le continent européen, mais aussi politiquement préférable si le producteur cherche à éviter les pays tiers et à mettre en place des liens directs. C'est le cas du projet Blue Stream, ouvert en 2005 et qui relie la Russie à la Turquie, mais aussi du Nord Stream, qui sera l'objet d'une étude de cas dans ce chapitre.

### ***Le GNL en Europe***

À l'heure actuelle, la part du GNL en Europe reste très faible, avec 93,7 % du gaz transporté par gazoduc et seulement 6,3 % par méthaniers. En somme, le gaz est beaucoup plus cher à transporter que le pétrole, difficile à stocker, et se rapproche ainsi de l'électricité en ce qui concerne la problématique du stockage et du transport. Il est devenu compétitif seulement avec les prix élevés du pétrole. Toutefois, l'indexation sur le prix du pétrole et les augmentations significatives depuis 2003 ont modéré l'intérêt pour cette matière.

Les pays de production du GNL pour l'UE sont aujourd'hui l'Algérie pour la moitié de l'emploi communautaire, suivie par le Nigeria (25 %), l'Égypte et le Qatar (9,6 % chacun), les autres pays représentant 7,8 %. On estime que la part du GNL dans la consommation gazière de l'UE-27 passera de 8,9 % aujourd'hui à 31,8 % en 2030. Toutefois, les capacités

---

52. À la différence de l'industrie des télécoms avec leurs innovations permanentes, il y a peu d'innovations dans les gazoducs. Cf. Hirschhausen, Neumann et Rüster (2007). Le gaz naturel est transmis dans les gazoducs sous pression (10-80 bars) et comprimé tous les 100-400 km. Le diamètre des gazoducs se situe entre 100 et 1 400 mm.

de regazéification sont très inégalement réparties à l'heure actuelle, tout comme l'utilisation du GNL lui-même. Si l'Espagne en est le premier consommateur en Europe, avant la France et le Royaume-Uni, des pays comme l'Allemagne ou les Pays-Bas ne disposent d'aucune capacité. Il y a aujourd'hui 12 terminaux GNL en UE-27 et 51 en projet ou en construction<sup>53</sup>. Si les débats et les doutes persistent dans certaines capitales européennes, comme à Berlin, ils sont motivés aussi par la perception que les capacités de regazéification excéderont celles de liquéfaction dans les pays de production, ces derniers étant aussi soumis aux incertitudes des saisons et des climats. Les terminaux de réception supposent en effet l'augmentation de la production du GNL dans les pays comme l'Irak, l'Iran et le Qatar, qui privilégient encore largement les avantages du système de Groningue<sup>54</sup> aux aléas des méthaniers<sup>55</sup>. Néanmoins, le développement du GNL est clairement dans l'intérêt des pays consommateurs, car il réduirait la vulnérabilité européenne face aux imprévus des coupures. Ainsi, pour citer un exemple, la Turquie a pu compenser les récentes coupures gazières iraniennes par des importations de GNL<sup>56</sup>.

### ***Terminaux méthaniers en UE et projets***

Le fournisseur russe prévoit la construction de trois terminaux GNL en mer de Barents, en mer Baltique ainsi que sur Sakhaline, et ce, surtout pour satisfaire la demande des marchés extra-européens. Sakhaline II est localisé très loin de l'Europe et des retards de construction rendent sa mise en service probable pour cette année. De plus, la Russie n'a pas encore su résoudre le problème du transport par méthaniers dans les zones de gel éternel, au nord. Les sources se contredisent toutefois quant à la construction des terminaux en Russie et surtout sur la durée estimée de leur mise en place<sup>57</sup>.

---

53. Commission européenne, Energy Sector Inquiry 2007, « Terminaux méthaniers dans l'UE ».

54. Cf. dans ce même ouvrage, la sous-partie sur le prix du gaz et l'héritage de Groningue.

55. Cf. dans ce même ouvrage, la sous-partie sur le GNL.

56. « Interruption in Iran Gas : Problem Still Exists » ; *The New Anatolian*, 15 janvier 2008. Le GNL avait été importé par l'Algérie et le Nigeria.

57. Par exemple Platt, 3 décembre 2007, Poland Business Newswire, 10 janvier 2008, California Energy Commission 2007, etc.

Le premier terminal européen d'exportation a été ouvert en octobre 2007 à Hammerfest, en Norvège, avec une contenance de 145 000 m<sup>3</sup> vers l'UE<sup>58</sup>. Ce terminal, très coûteux et réalisé dans des conditions climatiques très difficiles, est approvisionné par le champ gazier Snohvit, en mer de Barents, et a été développé par un consortium composé de Statoil-Hydro, Petoro, Total, Gaz de France et RWE. À terme un méthane partira tous les cinq jours de Melkoya (Hammerfest) avec une capacité pour chacun de 150 000 m<sup>3</sup>. Les fournitures sont destinées en premier lieu à l'Europe, mais aussi à d'autres clients du marché mondial. Toute la problématique du pari prix et sécurité d'approvisionnement est là. L'exemple norvégien et la proximité de Chtokman ont amené la Russie à recevoir StatoilHydro dans le consortium pour le développement de ses réserves arctiques.

Le tableau 10 illustre la situation et les prévisions à l'horizon 2015.

Le tableau 11 évoque les capacités possibles, si certains pays augmentent davantage leurs capacités, comme la France ou l'Italie, et si des pays ne disposant pas de terminaux GNL à l'heure actuelle, tels l'Allemagne, la Croatie ou la Grèce, en construisaient.

**Tableau 10. GNL : Évolutions probables des capacités de regazéification dans l'UE-27**  
(en milliards de m<sup>3</sup>/an)

	2007	2010	2015
Belgique	6,5	9,1	9,1
France	15,6	23,9	26,4
Royaume-Uni	9,0	44,0	49,7
Italie	0,0	1,0	17,0
Espagne	50,5	57,3	64,3
Portugal	5,5	5,5	5,5
Grèce	2,6	2,6	2,6
<b>TOTAL</b>	<b>93,2</b>	<b>159,8</b>	<b>198,0</b>

Source : d'après le CIEP, cité dans Tønjes et de Jong (2007, p. 7).

58. « Hammerfest LNG exports first cargo », 25 octobre 2007, <[www.ogj.com/display\\_article/310197/7/ARTCL/none/none/hammerfest-LNG-exports-first-cargo](http://www.ogj.com/display_article/310197/7/ARTCL/none/none/hammerfest-LNG-exports-first-cargo)>.

**Tableau 11. Évolutions possibles des capacités de regazéification dans l'UE-27**  
(en milliards de m<sup>3</sup>/an)

	2007	2010	2015
Allemagne	0,0	5,0	10,0
Belgique	6,5	9,1	9,1
France	15,6	23,9	59,4
Royaume-Uni	9,0	44,0	54,7
Italie	0,0	1,0	27,0
Espagne	50,5	57,3	64,3
Portugal	5,5	8,5	8,5
Grèce	2,6	2,6	2,6
Irlande	0,0	0,0	2,5
Croatie (1)	0,0	0,0	10,0
<b>TOTAL</b>	<b>93,2</b>	<b>167,8</b>	<b>299,5</b>

(1) La Croatie n'est pas membre de l'UE à l'heure actuelle, mais elle le sera probablement d'ici 2015 et ses terminaux serviront à l'EU-27.

Source : d'après le CIEP, cité dans Tønjes et de Jong (2007, p. 7).

### ***L'héritage de Groningue et le prix du gaz***

C'est à la découverte du champ de Groningue que l'on doit la mise en place des contrats gaziens à long terme et leur indexation sur le prix du pétrole. Le gouvernement néerlandais et les entreprises Esso et Shell estimaient alors que les prix fixés de cette manière garantissaient les lourds investissements nécessaires.

Depuis, le prix de l'exportation du gaz vers un pays donné dépend des prix des substituts (*replacement value*, valeur de substitution), avant tout du pétrole. Le prix à partir du pays exportateur est déterminé en tenant compte des frais de transport vers le client (*netback pricing*). Ceci explique les différences de prix d'exportation à la frontière du pays producteur. On obtient donc des prix qui ne dépendent, dans le pays consommateur, ni du coût de production, ni du prix du transport. Une clause de révision de prix est prévue dans ces contrats d'une durée d'environ 20 à 30 ans dans l'éventualité où les prix des substituts changeraient (*price review clause*).

Dans les contrats à long terme, c'est le client qui assume le risque de la quantité alors que le producteur assume celui du prix (*pay or take*) qu'il ne peut pas influencer. Ce système

établi en 1962 et appliqué largement à l'échelle mondiale rend donc le prix du gaz indépendant de l'offre et de la demande. Un marché mondial du gaz n'existant pas, les contrats à long terme reflètent le prix mondial du pétrole.

L'objectif initial d'établir un marché du gaz face au pétrole dominant, grâce à des garanties sur le long terme et à une bonne visibilité des prix, a été atteint dans les années 1970. Ces instruments continuent à être utilisés dans la mise en place des infrastructures. On constate qu'elles sont seulement réalisées (y compris pour le GNL) quand toute la production est vendue par le biais de contrats à long terme. Le débat autour d'une « OPEP du gaz », incité par la Russie en 2007, paraît peu crédible. Il supposerait en effet l'annulation de tous les contrats à long terme, ce qui n'est pas dans l'intérêt des producteurs<sup>59</sup>. À titre d'exemple seront citées ici les échéances des contrats gaziers à long terme entre Gazprom et les opérateurs de l'UE : pour Gaz de France, 2030 ; pour E.ON, 2036 ; pour Eni, 2035 ; enfin, pour OMV, 2026<sup>60</sup>.

### **Le prix et la course aux hubs**

La majeure partie du gaz consommé en Europe est soumise à la logique des contrats à long terme, avec, pourtant, quelques marchés de gros de gaz naturel qui font exception<sup>61</sup>. Il s'agit de Bacton au Royaume-Uni (National Balancing Point), ainsi que de Zeebrugge en Belgique. La quasi-totalité des échanges en UE passent par ces deux *hubs* (Chevalier et Percebois 2007, p. 97) et d'autres, de taille plus petite, comme le TTF aux Pays-Bas, Emden-Bunde en Allemagne, Baumgarten en Autriche ou PSV en Italie. Ces derniers correspondent aux points d'arrivée des gazoducs du Nord ou de l'Est. Comme le prix sur le continent européen est régi par la logique de Groningue, alors que ceux du Royaume-Uni et des États-Unis

---

59. Cf., pour un débat détaillé sur le prix du pétrole et du gaz, Energy Charter Secretariat, *Putting a Price on Energy*, Bruxelles, 2007, <[www.encharter.org/index.php?id=218](http://www.encharter.org/index.php?id=218)>, et, pour le débat sur une « OPEP du gaz », Finon [2007]. La proposition d'une indexation du gaz sur une corbeille énergétique (un peu à l'image de l'écu) [Chevalier et Percebois 2007].

60. Percebois [2007].

61. Cf., pour le prix du gaz depuis « Groningue », l'encadré dans le chapitre I.

suivent le prix spot, les interconnexions ont eu comme conséquence l'arrivée du « gaz libre » sur le marché européen et l'émergence d'un marché, si limité soit-il, du gaz. Comme le formule Jean-Marie Chevalier, cette interconnexion « matérialise un lien entre deux marchés obéissant à des logiques différentes<sup>62</sup> ». Si le prix du Royaume-Uni dépend de l'offre et de la demande, la logique sur le continent préconise l'indexation sur le prix du pétrole. Nous assistons à l'heure actuelle à une compétition accrue des sites mentionnés pour la place de première bourse gazière européenne et de *hub* important. Un débat existe aussi concernant le changement du prix du gaz à la lumière de propositions comme l'OPEP du gaz (Vladimir Poutine) ou encore l'indexation sur une corbeille d'énergies (Chevalier et Percebois 2007) ou sur le charbon (position chinoise). Un changement de la logique d'indexation gaz-pétrole pourrait effectivement placer les deux hydrocarbures en concurrence et mettre fin à leur alignement, amenant ainsi les *hubs* gaziers à jouer un rôle très important. La décision sur ces changements majeurs de l'héritage de Groningue reviendra aux producteurs et à leur capacité à parvenir à un consensus.

### **3. L'intervention communautaire eu égard aux infrastructures de gaz et de pétrole**

La présente étude ne peut faire l'économie d'un bref résumé des principales interventions communautaires dans le domaine des infrastructures, simplement parce qu'elle constitue un facteur déterminant du contexte des projets. En même temps, une présentation ample et détaillée dépasserait le cadre de cette recherche. La politique énergétique européenne est en train de prendre une place de plus en plus importante sur l'agenda européen, et ce, depuis le conflit gazier très médiatisé opposant la Russie à l'Ukraine, en 2006, puis au Conseil européen quelques mois après, le 8 mars 2006. Le Livre vert de la Commission préconise une « énergie sûre, compétitive et durable », avec, comme un des principaux éléments, une politique énergétique extérieure commune qui devrait aussi coordonner les relations avec les fournisseurs étrangers. Le

---

62. Chevalier [2004, p. 289].

10 janvier 2007, la Commission a souligné dans une communication que l'énergie est devenue un élément central de toutes les relations extérieures de l'UE. Enfin, le 10 mai 2007 l'Union a procédé à la mise en place d'un nouveau groupe de haut niveau, NESCO, un réseau de correspondants pour la sécurité énergétique (Network of Energy Security Correspondents) qui fonctionnerait comme un mécanisme d'alerte, notamment aux frontières orientales de l'UE. La diversification des approvisionnements, la sécurité des approvisionnements, l'efficacité énergétique, pour n'en nommer que quelques-unes, sont des termes qui traduisent une nouvelle préoccupation. Les interconnecteurs et la politique énergétique sont mentionnés dans le Traité modificatif, à la différence du Traité constitutionnel, et des responsables ont été nommés en septembre 2007 pour veiller à leur mise en œuvre<sup>63</sup>. On assiste donc à un remaniement de grande envergure du marché énergétique européen, qui est suivi de près par les pays fournisseurs, comme la Russie ou la Norvège. En effet, toute modification des conditions-cadres communautaires modifie *a fortiori* les conditions des échanges. En plus de ces changements internes, la question énergétique fera partie, pour la première fois, de l'accord de partenariat et de coopération (APC) entre Bruxelles et Moscou. Le dialogue énergétique UE-Russie a été mis en place en octobre 2000, à l'initiative de Romano Prodi, alors président de la Commission, basé sur l'axiome de l'interdépendance croissante entre Bruxelles et Moscou. Nous assistons donc à une politisation récente du dossier énergétique au niveau communautaire.

Comment l'UE intervient-elle aujourd'hui dans les multiples projets de gazoducs et oléoducs, que ce soit directement ou indirectement ? Premièrement, son action est normative et vise à libéraliser le marché européen. Sont compris dans ce cadre les projets sur la séparation patrimoniale des réseaux de transport et de distribution (1). Deuxièmement, l'UE ambitionne de créer des connexions intra-européennes (2). Troisièmement, elle a identifié des projets dits « prioritaires » et considère ainsi que les projets d'infrastructures n'obéissent

---

63. Le texte du Traité modificatif est disponible sur : <[www.consilium.europa.eu/uedocs/cmsUpload/cg00014.fr07.pdf](http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cmsUpload/cg00014.fr07.pdf)>.

pas à une simple logique « commerciale », mais sont aussi « politiques », et qu'il faut par conséquent les appuyer d'une labellisation « projet prioritaire » (3). Quatrièmement, l'Union a initié et ensuite parrainé la mise en place de la Communauté énergétique de l'Europe du Sud-Est (CEESE), pour promouvoir l'intégration énergétique régionale dans son voisinage proche (4). Enfin, l'UE intègre de plus en plus les enjeux énergétiques dans les accords avec les pays tiers, comme dans l'APC avec la Russie, en 2008, mais aussi les accords avec les pays de la politique européenne de voisinage (PEV).

### ***L'action normative, le marché intérieur et l'impact sur les pays tiers***

La libéralisation du marché énergétique, qui s'inscrit dans le « troisième paquet » de la Commission, vise à mettre en place une Europe de la concurrence dans le domaine énergétique, avec comme élément clé la séparation entre producteurs et réseaux. Si cette proposition dans sa version extrême du *ownership unbundling* se heurte aux résistances farouches notamment des gouvernements allemand et français, les pays non membres comme la Norvège ou la Russie sont également indirectement concernés. Une « clause de réciprocité » (appelé aussi clause Gazprom dans les milieux bruxellois) interdit en effet la participation de tout pays ou individu d'un pays tiers dans les infrastructures libéralisées, sans réciprocité et sans accord préalable non pas du pays en question, mais cette fois-ci de Bruxelles<sup>64</sup>.

### ***Les interconnexions européennes***

La CE a mis en place en 1990, à Dublin, sa politique des réseaux transeuropéens (RTE), ouvrant la possibilité de coopérer avec des pays tiers dans le domaine de l'énergie. L'UE souhaite à la fois soutenir la construction de nouveaux gazoducs transnationaux et augmenter le nombre de terminaux GNL pour diversifier les sources d'approvisionnement, garantir l'offre dans une situation de demande croissante et faciliter la

---

64. Cf., pour le débat sur le *unbundling*, S. Nies, *op. cit.* [24].



concurrence gaz-gaz telle qu'introduite par la mise en place de l'interconnexion Bacton-Zeebrugge<sup>65</sup>. Une interconnexion lie deux marchés obéissant à des logiques nationales. Bacton-Zeebrugge est une interconnexion européenne, un gazoduc sous-marin de 235 km, complété en 1997 et entré en service en 1998.

Le rôle de cette interconnexion est considérable car il met en concurrence, depuis 1998, le gaz russe avec le gaz norvégien et britannique ainsi qu'avec le GNL. Zeebrugge maintient un rôle clé en raison de l'arrivée à la fois du GNL et du gazoduc sous-marin norvégien Zeepipe. Avec Bacton-Zeebrugge fut mis en place le premier *hub* de gaz naturel en Europe ; les deux réseaux britannique et belge étaient désormais liés. L'exportation par l'interconnecteur a doublé entre 1998 et 2005<sup>66</sup>. Les interconnexions jouent un rôle important dans la diversification des approvisionnements. Réversibles, elles permettent d'introduire des quantités d'origines diverses dans les tuyaux. Le gaz russe pourrait arriver au Royaume-Uni par Nord Stream et le BBL.

Une deuxième interconnexion liant Bacton (Norfolk) à Balgzand (Pays-Bas) fut mise en service en décembre 2006 et a renforcé ainsi les importations du « gaz libre » vers l'Europe continentale. Le BBL est opéré par Gasunie à 60 %, E.ON à 20 % ainsi que Fluxys (Belgique) à 20 %. Fin 2007, Gazprom est entré dans le capital à hauteur de 9 % au grand désarroi des Britanniques, en échange de l'entrée de Gasunie dans le consortium Nord Stream.

Plusieurs pays ambitionnent à l'heure actuelle un rôle de *hub* important, dont les Pays-Bas. En effet, l'épuisement de leurs ressources à Groningue leur faisant perdre leur rôle énergétique stratégique, ces derniers cherchent à se créer un nouveau rôle, tirant bénéfice de leur expérience et de leurs infrastructures. Groningue pourrait donc devenir un *hub* gazier pour les marchés du gaz de l'Europe du Nord-Ouest, surtout si Nord Stream était construit. Baumgarten en Autriche

---

65. Cf., pour la liste détaillée et aussi les projets d'interconnexion, Position commune (CE), n° 1/2006, 1<sup>er</sup> décembre 2005 arrêtée par le Conseil européen.

66. *Digest of UK Energy Statistics*, UK Department for Business, 2007, chapitre 4, « Natural Gas ».

**Tableau 12. Les interconnexions Royaume-Uni/Europe continentale**

Gazoduc	Trajet	Propriétaire / opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
Interconnector UK	Zeebrugge (Belgique)/ Bacton (Royaume-Uni/ Angleterre)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Caisse de dépôt et placement du Québec : 35 %</li> <li>• Distrigas : 16,41 %</li> <li>• E.ON Ruhrgas : 23,59 %</li> <li>• Gazprom : 10 %</li> <li>• ConocoPhillips : 10 %</li> <li>• ENI : 5 %</li> </ul>	230	40	Zeebrugge/Bacton : 25,5 Bacton/Zeebrugge : 20	1/10/1998
	Balgzand (Pays-Bas)/ Bacton (Royaume-Uni/ Angleterre)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gasunie : 60 %</li> <li>• E.ON Ruhrgas Transport : 20 %</li> <li>• Fluxys : 20 %</li> </ul>	235	36	15	1/12/2006

ambitionne un rôle équivalent pour le Sud-Est européen, contesté par ailleurs par la Hongrie, qui a la même intention pour son pays. Le succès de l'un ou de l'autre dépendra de l'aboutissement des projets, notamment Nabucco ou/et South Stream. Les interconnexions Bacton-Zeebrugge ainsi que le BBL ont montré la voie. Pour atteindre leur objectif, les Pays-Bas ont conçu trois terminaux GNL (deux à Rotterdam, un à Eemshaven), participent au consortium de Nord Stream, ont invité Gazprom à participer au BBL et négocient une liaison avec la Norvège.

### *Les projets d'interconnexions*

Quelle est la différence entre une interconnexion et un gazoduc « ordinaire » ? Bien que les interconnexions soient des gazoducs, ils ont ce plus qui est de lier deux logiques, nationales ou bien de prix, et peuvent le cas échéant fonctionner en réversible et changer alors le sens de l'acheminement. Une interconnexion garantit ainsi l'approvisionnement des pays qu'elle lie, en cas de crise, d'insuffisance temporaire, etc. Outre les interconnexions mentionnées ci-dessus a été ouverte récemment l'interconnexion Turquie-Grèce, et deux autres sont prévues : le Baltic Pipe et une interconnexion entre la Grèce et l'Italie, longue de 800 km, qui entrera en service en 2011 après un début de construction en 2008. Ces derniers effaceront la logique nationale qui apparaît encore sur les cartes européennes, permettront des allers et retours, des échanges en cas de demande accrue de part et d'autre et, à terme, la mise en place d'une politique énergétique européenne et d'une interdépendance accrue. L'Union européenne soutient ces projets vigoureusement.

### ***Les projets prioritaires : la labellisation et la politisation des pipelines***

Quant à la mise en place des nouvelles infrastructures, la Commission a arrêté une liste de 10 projets d'« intérêt européen », de gaz et d'électricité, non de pétrole, avec comme objectif l'entrée en service de sept d'entre eux entre 2010 et 2013. À l'heure actuelle, Green Stream, liant la Libye et l'Italie

par la Sicile, ainsi que le Balgzand-Bacton entre les Pays-Bas et le Royaume-Uni sont entrés en service. Le gazoduc Turquie-Grèce-Italie (TGI), quant à lui, ne fonctionne pour l'instant que pour la partie Turquie-Grèce.

Les huit autres projets sont :

– *en construction* : Transmed II entre l'Algérie-Tunisie et l'Italie par la Sicile ; Medgaz, liant l'Algérie et l'Espagne ; TGI pour la partie Grèce-Italie ;

– *au stade de projet* : Nord Stream, entre la Russie et l'Allemagne ; Galsi reliant l'Algérie à l'Italie *via* la Sardaigne avec une branche vers la France *via* la Corse ; Nabucco 2010<sup>67</sup>.

Ces infrastructures augmenteront la capacité d'importation de l'UE d'environ 80 à 90 milliards de m<sup>3</sup> et couvriront donc entre 16 et 17 % de ses besoins en gaz à l'horizon 2010. Pourquoi, devrait-on se demander, Bruxelles a-t-elle privilégié les 10 projets susmentionnés, et selon quels critères, alors qu'elle en a négligé d'autres, qui devraient naturellement s'imposer, comme un projet du contournement du Bosphore ? Pourquoi évincer les projets pétroliers en général ? Le soutien à Odessa-Brody (2003), liant la mer Noire à l'Europe centrale, constitue également un exemple de mauvaise pratique communautaire, au vu de la suite des événements avec l'inversion du flux mais aussi les dépenses importantes engagées par les gouvernements polonais et ukrainien. La Commission européenne doit-elle en général intervenir dans la logique des projets commerciaux que sont les pipelines, étant donné qu'elle ne dispose pas des moyens financiers pour garantir leur réalisation ?

### ***L'initiation de la CEESE en 2005***

L'Europe du Sud-Est est à considérer quelque peu à part dans le tableau énergétique européen. Sujette aux dévastations de la guerre des années 1990 et à la mise en place des nouvelles frontières par la suite, aux échanges régionaux et

67. Cf., pour la liste détaillée et aussi les projets d'interconnexion, Position commune (CE), n° 1/2006, 1<sup>er</sup> décembre 2005 arrêtée par le Conseil européen.

internationaux limités, cette région doit encore s'affirmer sur le plan énergétique, le rôle primordial « d'honnête arbitre » revenant à l'UE. Maints pays les courtisent pour les faire adhérer à leurs projets, comme c'est le cas pour South Stream promu par Gazprom et l'Italie.

En 2005 a eu lieu la signature du traité établissant la CEESE avec comme objectif la stabilisation et le développement de la région. Ce traité juridiquement contraignant couvre les secteurs de l'électricité et du gaz. Les pays signataires doivent se conformer à la législation énergétique européenne et créer ainsi avec elle un marché intégré. Ses membres fondateurs sont l'Albanie, l'Autriche, la Bosnie-Herzégovine, la Bulgarie, la Croatie, la Grèce, la Hongrie, l'Italie, le Kosovo, l'Ancienne République yougoslave de Macédoine (ARYM), le Monténégro, la Roumanie, la Serbie, la Slovénie et la Turquie. La Norvège souhaite actuellement intégrer le dispositif<sup>68</sup>. La CEESE est une organisation internationale indépendante, dont le siège se trouve à Vienne.

#### **4. Les approvisionnements de l'avenir : regards vers le Nord, le Sud et l'Est**

##### ***Comment faire face à la demande accrue ?***

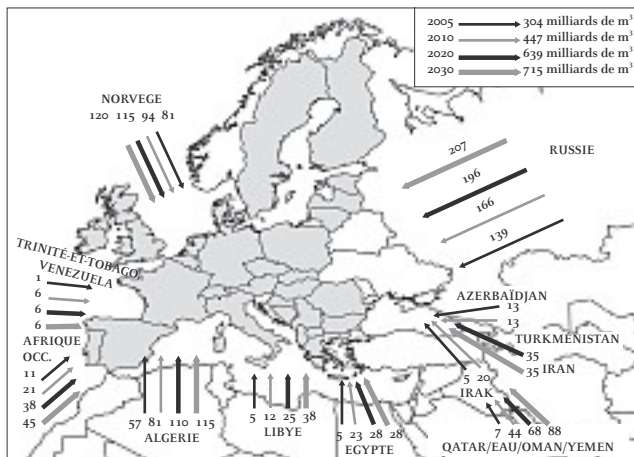
Si la Russie paraît la mieux placée pour satisfaire la demande croissante européenne dans l'avenir, des doutes subsistent pourtant sur sa capacité d'y concourir. Bien que ses ressources soient abondantes, l'augmentation de sa consommation interne a été spectaculaire en 2006, représentant 40 % de celle de la consommation gazière mondiale<sup>69</sup>. De plus, les investissements russes sont tournés davantage aujourd'hui vers l'acquisition de parts dans des infrastructures tierces (les derniers cas étant le Nigeria, la Bolivie et la Libye<sup>70</sup>), voire dans la mise en place de gazoducs de contournement comme

68. Cf., pour une étude détaillée, Schmidt et vans Sydow, Paris, Ifri, 2008 [à paraître].

69. BP [2007].

70. M. Green, « Russia's Gazprom is opening doors in Africa by pledging an equal balance between give and take », *Financial Times*, 5-6 janvier 2008, p. 4 ; N. Buckley, « Gazprom signs supply deal with Libya. Russia builds ties with north Africa », *Financial Times*, 18 avril 2008.

**Carte 4. Capacités d'exportation de gaz des principaux producteurs vers l'UE, la Suisse et les Balkans**



Source : d'après OME, 1<sup>st</sup> Trans-European Energy Networks information day, 30 mars 2007, disponible sur <ec.europa.eu>.

Nord Stream, que dans le développement de nouveaux gisements. Le retard peut-il s'expliquer par un contexte financier incertain et volatil ? Le cadre juridico-politique pour les investissements de tiers en Russie, quant à lui, ne paraît pas encore consolidé.

Face à ce tarissement des ressources propres – même si quelques découvertes mineures, comme celle, récente, d'un champ gazier en Hongrie de 600 milliards de m<sup>3</sup> peuvent surprendre agréablement –, l'UE et ses États membres sont contraints d'envisager des scénarios et des approvisionnements alternatifs. La Caspienne ainsi que l'Asie centrale sont au centre de l'attention, bien qu'il faille tenir compte de l'attitude russe à l'égard de son étranger proche et à la CEI. Les débats se cristallisent aujourd'hui dans le projet du gazoduc Nabucco et de son alternative, le South Stream. L'Algérie et la part du GNL dans le *mix* énergétique ainsi que la coopération entre l'UE et la Norvège sont également primordiales dans les considérations communautaires. Si l'Iran revient régulièrement dans le débat, il faut toutefois insister sur sa demande interne croissante, qui devrait être satisfaite en priorité, avant d'exporter vers les marchés européens lointains. L'Irak, qui

dispose d'importantes réserves gazières dans la zone kurde au Nord, mérite également mention, mais le contexte politique actuel rend cette hypothèse peu crédible pour un avenir proche, même si la Commission européenne a signé récemment un Memorandum of understanding (MoU) que les médias ont présenté comme la solution à l'approvisionnement du gazoduc Nabucco<sup>71</sup>.

En dehors de l'incertitude régnant sur les approvisionnements existe aussi une incertitude de la consommation. Roland Goetz suggère ainsi d'intégrer les prévisions de la consommation européenne de gaz dans le dialogue énergétique UE-Russie afin de parvenir également à une « sécurité de la consommation ».

Le paragraphe suivant analyse les approvisionnements et projets du Nord, de l'Est et du Sud, et comprend deux études de cas sur les projets les plus discutés du moment : Nord Stream et Nabucco/South Stream.

### ***La Norvège et la région baltique : dynamiques au Nord***

Peu médiatisés, les gazoducs entre la Norvège et l'UE, nombreux déjà par le passé, continuent à se développer de manière importante. Ainsi, quatre gazoducs ont été mis en service dans les années 1990 entre la Norvège et le continent européen. Il s'agit de Zeepipe vers la Belgique (1993), d'Europipe I et II vers l'Allemagne (1995, 1999) et de Franpipe vers la France (1998). En 2006 et 2007 ont été ouverts Langeled Nord et Langeled Sud, parcourant 1 200 km jusqu'à Easington au Royaume-Uni. Ce gazoduc, le plus long du monde, entre Nyhamna et Easington est considéré par Londres comme le projet d'importation de gaz le plus important pour les décennies à venir. Un deuxième gazoduc parallèle pourrait suivre, selon les informations de la compagnie norvégienne.

D'autres projets, comme un gazoduc liant la Norvège non seulement au Danemark et à la Suède (Skandled) mais aussi à

---

71. AFP, 16 avril 2008 ; Reuters, « L'UE et l'Irak se disent proches d'un accord sur l'énergie », 16 avril 2008 ; MoU, 17 avril 2008.

Tableau 13. Les gazoducs norvégiens

Gazoduc	Trajet	Propriétaire / opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
<b>Europipe I</b>	Draupner E (Norvège offshore)/ Emden (Allemagne)	• Propriétaire : Gassled • Opérateur : Gassco	660	40	13-16	1995
<b>Europipe II</b>	Karsto (Norvège)/ Dornum (Allemagne)	• Propriétaire : Gassled • Opérateur : Gassco	650	42	22	1999
<b>Norpipe Gas</b>	Ekofisk (Norvège offshore)/ Emden (Allemagne)	• Propriétaire : Gassled • Opérateur : Gassco	440	36	13-16	1977
<b>Frampipe</b>	Draupner E (Norvège offshore)/ Dunkerque (France)	• Propriétaire : Gassled • Opérateur : Gassco	840	42	16	1998
<b>Zeepipe I</b>	Sleipner (Norvège offshore)/ Zeebrugge (Belgique)	• Propriétaire : Gassled • Opérateur : Gassco	814	40	13-15	1993
<b>Langedled (partie nord)</b>	Nyhamna (Norvège)/ Sleipner (Norvège offshore)	• Propriétaire : Gassled • Opérateur : Gassco	600	42	20	Octobre 2007
<b>Langedled (partie sud)</b>	Sleipner (Norvège offshore)/ Easington (Royaume-Uni/Angleterre)	• Propriétaire : Gassled • Opérateur : Gassco	600	44	20	Octobre 2006
<b>Vesterled</b>	Heimdal (Norvège)/ St. Fergus (Royaume-Uni/Écosse)	• Propriétaire : Gassled • Opérateur : Gassco	350	32	12-13	1978
<b>Frigg</b>	Alwyn North/Frigg (Norvège offshore)/ St. Fergus (Royaume-Uni/Écosse)	Total	472	24/32	13	1977
<b>Tampem Link</b>	Statfjord B (Norvège offshore)/ FLACS tie-in (Royaume-Uni offshore)	• Statoil : 43,9 % • ExxonMobil : 18,2 % • Shell : 12,2 % • StatoilHydro : 10,5 % • ConocoPhillips : 8,2 % • Petoro : 7 %	23	32	9	Octobre 2007



la Pologne, sont en débat depuis le début des années 2000 et promus par l'UE afin de réduire la dépendance polonaise à l'égard de la Russie tout en développant le secteur gazier dans ce pays. Toutefois, le prix plus élevé du gaz norvégien par rapport au russe et la petite taille du marché polonais ont empêché jusqu'alors sa réalisation. L'entreprise polonaise PGNiG est toutefois entrée dans le capital du consortium pour Skanled à hauteur de 15 % et a signé en novembre 2007 un accord avec l'entreprise danoise Energinet sur le projet d'une interconnexion réversible (Baltic Pipe)<sup>72</sup>. Un premier traité avait été signé en 2001, mais est resté sans suite. La décision finale sur le projet sera prise par le consortium regroupant les sociétés scandinaves, E.ON Ruhrgas et la société polonaise en 2009, avec un début d'opération possible en 2012, équivalent à celui d'autres interconnexions et extensions du réseau existant prévues pour la région baltique. Il est important de noter que le Danemark souhaiterait utiliser le gazoduc dans les deux directions afin de pouvoir importer du gaz russe.

Les représentants communautaires ne cessent de souligner l'importance de la Norvège en tant que fournisseur mais aussi en tant que partenaire de l'élaboration d'une politique énergétique pour l'Europe et du progrès technologique<sup>73</sup>. L'industrie énergétique norvégienne a connu récemment un remaniement important avec la fusion, en octobre 2007, des deux groupes historiques construits sur les découvertes des années 1960. StatoilHydro, le nouveau « champion énergétique », présent dans 40 pays produisant 1,7 million de tonnes équivalent pétrole par jour et disposant de réserves prouvées de 6,2 milliards de tonnes équivalent pétrole originaires pour la plupart de Norvège, paraît quelque peu surdimensionné pour la petite Norvège<sup>74</sup>.

---

72. D. Brower, « Laying the Pipes », *Petroleum Economist*, octobre 2007 ; BBC Monitoring Europe-Political Supplied by BBC World Wide Monitoring, 3 décembre 2007, « Visiting Norwegian Minister welcomes Poland as a buyer of gas ».

73. Déclaration conjointe Andris Piebalgs, commissaire européen chargé de l'Énergie, et Mme Thorwild Widvey, ministre norvégien du Pétrole et de l'Énergie, 6 juillet 2005. Une autre déclaration, en date du 2 février 2007, porte sur la coopération dans le domaine de captage et de stockage du carbone. La Norvège est en train de construire une telle infrastructure à Mongstad, qui sera opérationnelle dès 2014.

74. M. Wyngrove, « The Vikings are coming », *Lloyd's List*, 9 octobre 2007.

Tableau 14. Les projets Norvège/région balte

Gazoduc	Trajet	Propriétaire	Longueur (km)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service prévue	Coût estimé
Skanded	Karsto (Norvège)/ Rafnes/ Suède/Danemark Des sorties sont prévues à Rafnes (Norvège), Lysekil, Vålby Kile, Bua (Suède) et Jutland (Danemark)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Skagerak Energi : 20 %</li> <li>• E.ON Ruhrgas : 15 %</li> <li>• PGNiG : 15 %</li> <li>• Energinet.dk : 10 %</li> <li>• Hafslund : 10 %</li> <li>• Ostfold Energi : 10 %</li> <li>• Göteborg Energi : 8 %</li> <li>• Agder Energi : 5 %</li> <li>• Swedegas : 5 %</li> <li>• Preem Petroleum : 2 %</li> </ul>	800	<ul style="list-style-type: none"> <li>• maximum 20<sup>(1)</sup> (2)</li> <li>• 20-24<sup>(3)</sup></li> </ul>	Octobre 2012	0,9 Md € <sup>(4)</sup> , 1,1 Md € <sup>(5)</sup>
Baltic Pipe	Copenhague (Danemark)/ Pologne	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energinet.dk</li> <li>• PGNiG</li> <li>• Gaz-System</li> </ul>	250	8-10 <sup>(5)</sup>	2010	1 Md € <sup>(5)</sup>
Baltic Gas Interconnector (BGI)	Rostock (Allemagne)/ Avedore (Danemark) et Trelleborg (Suède)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ENERGI E2 (ex-DONG Energy)</li> <li>• Hovedstadsregionens Naturgas (HNG)</li> <li>• Verbundnetz Gas</li> <li>• E.ON Sverige</li> <li>• Göteborgs Energi</li> <li>• Lunds Energi</li> <li>• Öresundskraft</li> </ul>	220	3 au début, 10 au final <sup>(6)</sup>	2012	232-284 millions € (BGI, 2001)
Balticconnector	Helsinki (Finlande)/ Paldiski (Estonie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gasum</li> <li>• Eesti Gaas</li> <li>• Latvijas Gāze</li> <li>• Gazprom</li> </ul>	80-120	2	au plus tôt 2011 <sup>(7)</sup> , 2014 <sup>(8)</sup>	0,1-0,12 Md € <sup>(7)</sup>
Mird-Nordic Gas Pipeline	Skogn (Norvège)/ Finlande	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Polhjojan Voima Oy (PVO)</li> </ul>	880 dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Norvège : 70</li> <li>• Suède : 335</li> <li>• Offshore : 220</li> <li>• Finlande : 255</li> </ul>	2,8-4,7 (PVO)	au plus tôt 2010 (PVO en 2012)	1 Md € (PVO)

(1) Gassco ; (2) DNV ; (3) &lt;www.energinet.dk&gt; ; (4) EIA ; (5) Lang ; (6) Nord Stream ; (7) Gasum ; (8) BFAI.

StatoilHydro est présent en Azerbaïdjan, en Algérie et en Angola. La coopération entamée avec Gazprom est suivie de près par l'UE et porte sur l'exploitation des réserves de la mer de Barents, mais plus généralement sur la mise en place d'une alliance stratégique. En effet, StatoilHydro et Gazprom ont nombre de points en commun. Ce sont des entreprises nationales bénéficiant d'importantes ressources nationales disponibles et elles sont toutes deux tournées vers le marché communautaire. L'Allemagne est le client principal de l'une comme de l'autre. Ainsi, un partenariat stratégique entre elles aurait un impact majeur sur les dynamiques du marché du gaz. StatoilHydro détient en outre depuis octobre 2007 une participation de 24 % au développement de Chtokman<sup>75</sup> aux côtés de Total (juillet 2007, 25 %). L'entrée des Norvégiens assure aux yeux de la Russie la faisabilité technologique de l'exploitation en région arctique. Ils en avaient fait la preuve avec l'ouverture de Snohvit et de Hammerfest.

On peut s'interroger sur l'évolution de cette relation entre deux grands fournisseurs européens. S'ils se sont développés en parallèle dans un premier temps (avec le marché occidental comme priorité pour la Norvège, celui de l'Europe centrale et orientale pour l'Union soviétique, ainsi que des systèmes idéologiques opposés), l'après-guerre froide les a clairement rapprochés. Les deux pays sont également concernés par des politiques communautaires comme la séparation patrimoniale et la taxation, bien que l'un fasse partie de l'Espace économique européen (EEE) et l'autre non. Le partenariat UE-Russie dans sa version renouvelée prévoit pourtant un chapitre énergie. La Russie et la Norvège, toutes deux non membres de l'OPEP, partagent l'intérêt de maintenir un prix « raisonnable » et d'éviter une offre excessive sur le marché européen. Mais il y a aussi de la rivalité. Ainsi, comme le démontre l'exemple de la Pologne et de ses choix entre l'Est et le Nord, des relations trop bonnes entre l'UE et la Russie sont perçues comme négatives par les Norvégiens<sup>76</sup>. Il faut insister enfin sur le rôle géopolitique très différent des deux pays, entre la grande Russie à l'ambition mondiale et la petite Norvège au rôle régional.

---

75. Entrée dans le capital suite à la fusion en octobre [voir la presse du 24 octobre 2007].

76. Austvik [2006, p. 24].

### *Les ressources arctiques, partagées entre la Russie et la Norvège*

En 1984 furent découverts le champ gazier géant de Snohvit (côté Norvège), et ceux de Shtokmanovskoye, Ledovoye, Ludovskoye (côté URSS, puis Russie). Ces ressources de la mer de Barents possédées par la Russie (80 %) et la Norvège (20 %) sont estimées à plus de 5 000-6 000 millions de tonnes équivalent pétrole (mtep), gaz et pétrole confondus. Jusqu'à ce jour, seul le champ de Snohvit est développé et exploité, avec l'ouverture en 2007 du terminal de GNL Hammerfest. Un conflit territorial oppose la Russie à la Norvège sur une zone qui contient des gisements tant de pétrole que de gaz<sup>77</sup>. Chtokman, découvert en 1998, se trouve à 555 km de la côte. Ce champ d'une superficie de 1 400 km<sup>2</sup> contient des réserves gazières estimées à 3,8 milliards de m<sup>3</sup>. Pourtant, 20 ans après la découverte, un plan de développement définitif est toujours absent<sup>78</sup>. Chtokman devrait approvisionner à terme le gazoduc Nord Stream, pour compenser le déclin des réserves en Sibérie. Initialement, Gazprom avait envisagé d'alimenter le marché nord-américain par méthaniers.

### **Russie et CÉI**

Ce paragraphe introduit la question des approvisionnements en gaz d'origine russe pour ensuite suivre une logique géographique. L'étude du cas Nord Stream conclut la thématique du « Nord », alors que la polémique autour de South Stream et Nabucco conclut celle de la Caspienne.

La Russie, disposant des réserves les plus importantes du monde en gaz avec 50 000 milliards de m<sup>3</sup> prouvés, exporte

77. Austvik [2006, p. 19]. La dispute concerne la délimitation maritime de la zone économique et du socle continental. Si la Norvège propose la ligne médiane, la Russie voudrait le principe de ligne sectorielle. La différence concerne 175 000 km<sup>2</sup>. Les négociations sont en cours depuis 30 ans. Un condominium a été proposé par la Russie comme solution, mais la Norvège acceptera une coopération seulement après la fixation de la frontière. Un accord intérimaire a été mis en place en 1978 pour la pêche dans la zone, qui accorde aux deux parties à la fois le droit de contrôle sur les bateaux dans la zone.

78. Cf. aussi J. M. Godzimirski, *Grands enjeux dans le Grand-Nord : les relations Russie-Norvège et leurs implications pour l'UE*, Paris, Ifri, « Russie.Nei.Visions », n° 25, décembre 2007, disponible sur <www.ifri.org>.

surtout à l'heure actuelle ses réserves de Sibérie occidentale et constitue le fournisseur le plus important de l'UE. Après un déclin de production économique et une crise politique sans précédent dans les années 1990, la Russie semble de retour. En termes de production gazière, elle a dépassé en 2006 pour la première fois le niveau de 1991 (650 milliards de m<sup>3</sup>). Si les réserves sibériennes représentent plus de 90 % des exportations russes, la Sibérie orientale mais aussi l'Extrême-Orient ne sont qu'au début de l'exploitation. Pour rester au niveau de l'exploitation actuelle, le développement de nouveaux gisements est indispensable, et ce, en Sibérie occidentale, dans la péninsule de Jamal ainsi qu'à Chtokman. Le potentiel d'exportation russe est largement influencé par sa consommation interne : deux tiers du gaz est consommé par la Russie car le pays a opté temporairement, pendant les années 1980, pour le gaz au lieu du charbon et du nucléaire (« pause gazière »). La croissance russe actuelle va naturellement de paire avec une hausse de la consommation interne, augmentée encore par une très mauvaise efficacité énergétique en Russie, dans un contexte d'absence de toute incitation économique à changer cette donne, les prix intérieurs demeurant bas. Pour résumer, de nombreux auteurs doutent ainsi de la capacité russe à satisfaire la demande croissante de l'UE<sup>79</sup>. La Russie doit donc recourir au gaz de l'Asie centrale et poursuit actuellement la stratégie de s'assurer des livraisons du Turkménistan, de l'Ouzbékistan ainsi que du Kazakhstan. Le projet d'une OPEP du gaz va également dans ce sens. Ce projet présenté par Vladimire Poutine début 2002 vise à créer une « alliance eurasiatique des producteurs de gaz » groupant ainsi les quatre pays mentionnés, destinée à contrer les tentatives communautaires de libéraliser le marché gazier au-delà de ses frontières<sup>80</sup>. Quant aux consommateurs concurrents des énergies russes, aucun gazoduc vers l'est n'existe à l'heure actuelle. Des projets GNL et de gazoducs ont été conçus pour transporter du gaz vers le Japon, et un autre gazoduc de Kovytkà, à l'ouest du Baïkal, devrait approvisionner la Chine. Toutefois, ces projets ne sont que peu avancés à l'heure actuelle et on peut même

79. Cf. par exemple Tönjes et Jong (2007, p. 8), Goetz (2004, p. 24).

80. Cf., pour le débat sur l'OPEP du gaz, Goetz (2004, p. 24-25).

douter en général de l'ambition GNL de la Russie. L'abandon du projet de production de GNL, le 8 février 2008, dans la région baltique paraît en effet révélateur. Ne traduit-il pas une préférence pour les gazoducs et pour le marché européen<sup>81</sup> ? Les appréciations sont pour le moins contradictoires au sujet de l'engagement GNL de la Russie dans les années à venir. Si certains observateurs voient dans l'entrée de Total dans le consortium Chtokman un signe du fait que la Russie souhaite bénéficier du savoir-faire français dans le domaine du GNL, d'autres insistent sur le retard énorme de la Russie dans le

**Tableau 15. Les routes russes d'exportation du gaz vers l'Europe centrale et occidentale**

Gazoduc	Trajet	Capacité 2006 (Md m <sup>3</sup> )	Capacité 2010 (Md m <sup>3</sup> )	Capacité 2012 (Md m <sup>3</sup> )
<b>Brotherhood/Union</b> (réseau soviétique)	Russie/Ukraine/ Europe centrale	130	130	130
<b>Polar Lights</b> (réseau soviétique)	Russie/Bielorussie/Ukraine/ Europe centrale	25	25	25
<b>Trans-Balkans</b> (réseau soviétique)	Russie/Ukraine/Balkans	20	20	20
<b>Connecteur Finlande</b> (réseau soviétique, étendu en 1999)	Russie/Finlande	20	20	20
<b>Jamal/Europe</b> (fonctionne depuis 1999)	Russie/Bielorussie/Pologne/ Europe de l'Ouest	33	33	33
<b>Blue Stream</b> (fonctionne depuis 2002)	Russie/mer Noire/ Turquie	16	16	16
<b>Nord Stream pipeline</b> (si les deux branches sont opérationnelles en 2010 et 2012 respectivement)	Russie/mer Baltique/ Allemagne	–	28	56
<b>South Stream</b> (si opérationnel en 2012)	Russie/mer Noire/ Bulgarie Autriche / Italie	–	–	30
<b>Total</b>		<b>244</b>	<b>272</b>	<b>330</b>

Source : Heinrich, A. (2007), *Poland as a Transit Country for Russian Natural Gas: Potential for Conflict*, Koszalin, Koszalin Institute of Comparative European Studies [KICES], p. 87.

81. Cf., pour les projets Asie, Goetz [2004], Bradshaw [2006] ; « Gazprom gives up a project to produce GNL in the Baltic region », *East Week* (Varsovie), 13 février 2008.

domaine<sup>82</sup>. Le tableau 15 résume les routes existantes et programmées des exportations russes de gaz en 2006 et projetées en 2012.

### *Les soucis des liens directs*

Comme on l'a déjà constaté pour le pétrole, à l'exemple de Primorsk, la stratégie russe consiste à promouvoir des liens directs, et ce, même si le prix est plus élevé que le recours aux réseaux existants, ou à la construction des gazoducs parallèles, à l'image de Jamal II. Cette approche est à interpréter comme une des conséquences des crises qui ont opposé la Russie à l'Ukraine et à la Biélorussie en 2006, 2007 et 2008, pour parler seulement des crises de transit les plus médiatisées, et qui avaient porté gravement atteinte à l'image de la Russie comme fournisseur fiable. À la différence des oléoducs, il faut le souligner, les gazoducs russes présentent encore des possibilités d'extension, d'augmentation de capacité. En même temps, aucune infrastructure n'existe pour le GNL. Si l'UE partage le souci de liaisons simples et directes évitant des « pays problématiques », elle se trouve néanmoins face à un dilemme quant à la solidarité que l'on attend d'elle vis-à-vis des nouveaux États membres et des pays voisins.

Comme héritage soviétique, la Russie ne disposait que d'un seul petit gazoduc direct la liant à la Finlande. Tous les autres sont des gazoducs de transit, avant la construction du gazoduc sous-marin ouvrant la voie vers le marché turc, surestimé à l'époque, par la mer Noire. Dans les années 1990, seuls deux gazoducs ont été construits : Jamal, par la Biélorussie et la Pologne, qui contournerait pour la première fois l'Ukraine, et Blue Stream. Tous les autres datent d'avant 1990, comme l'illustre le tableau 16, un tableau qui révèle également l'extrême dépendance des exportations russes à l'égard du pays de transit qu'est l'Ukraine<sup>83</sup>. Jamal, quant à lui, a fait l'objet d'une étude détaillée à laquelle le lecteur intéressé sera renvoyé<sup>84</sup>.

---

82. R. Kupchinsky, « Russia : Gazprom Looks to a LNG Future », RFE/RL, 16 juillet 2007.

83. Cf., sur l'enjeu de la relation énergétique Russie-Ukraine et le conflit de janvier 2006, les analyses de Dubien (2007) et Pleines (2006).

84. D. Victor et N.M. Victor, « Bypassing Ukraine : Exporting Russian Gas to Poland and Germany », in Victor, Jaffe et Hayes (2006).

Nous nous contenterons d'évoquer ici les aspects qui concernent le marché polonais.

### *Jamal, l'Ukraine, la Pologne et BASF*

Il est important de souligner que les conflits financiers opposant la Russie et l'Ukraine sur la question du transit remontent au début des années 1990. Si l'État ukrainien, incapable de récolter les impôts et de faire payer l'énergie, ne soldait pas ses consommations à la Russie et accumulait ainsi une dette très importante, la Russie ripostait en ne réglant pas les frais de transit, en hausse importante. La méfiance de Gazprom vis-à-vis de l'Ukraine l'a amené à concevoir des gazoducs de contournement. Jamal, Nord Stream mais aussi Blue Stream expriment cette volonté.

Si Drouzhba passait par la Pologne, et si une petite partie du gaz soviétique atteignait la Pologne par un petit gazoduc mis en place en 1949, tous les gazoducs soviétiques construits dans les années 1970 et 1980 contournaient ce pays, non seulement pour la raison d'infrastructures préexistantes en Ukraine mais aussi pour des raisons politiques. La trajectoire privilégiée par Moscou fut l'Ukraine puis la Tchécoslovaquie. À la différence des autres pays satellites, la Pologne ne participait donc pas au passage au gaz, à la substitution charbon-gaz<sup>85</sup>. Plusieurs facteurs ont favorisé la construction de Jamal, appelé aussi le connecteur biélorusse, qui amène le gaz russe à travers la Biélorussie et la Pologne vers l'Allemagne. Jamal reflète une logique commerciale et de concurrence, dans la mesure où BASF, un des membres du consortium et le plus grand consommateur industriel allemand de gaz, souhaitait mettre fin au monopole de Ruhrgas, un intérêt auquel Gazprom adhérerait pour d'autres raisons<sup>86</sup>. L'objectif russe de diminuer la dépendance de l'Ukraine est le deuxième argument et la volonté d'approvisionner le marché polonais, le troisième. La

---

85. Cf., pour les trajectoires soviétiques et les débats, D. Victor (2004), *The Belarus Connection : Exporting Russian Gas to Germany and Poland*, Institute for Public Policy « Working Paper », n° 26 ; Programm on Energy and Sustainable Development, Stanford University, Stanford, CA.

86. On trouvera une présentation détaillée du projet Jamal dans Victor et Victor (2004), qui appellent Jamal « le Belarus Connection ».



Tableau 16. Gazoducs entre la Russie et l'Europe via l'Ukraine, la Biélorussie et la Finlande

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire / opérateur	Longueur (km)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
Jamal/Europe	Torzok/Jamal (Russie)/ Francfort-sur-l'Oder (Allemagne)	Biélorussie, Pologne	<ul style="list-style-type: none"> <li>Parties russe et biélorusse : Gazprom</li> <li>Partie polonaise : EuRoPol Gaz</li> </ul> (48 % Gazprom, 48 % PGNiG, 4 % Polish Gas-Trading S.A.)	4 187 dont <ul style="list-style-type: none"> <li>Russie : 2 932</li> <li>Biélorussie : 575</li> <li>Pologne : 680</li> </ul>	31 <sup>(1)</sup> 33 <sup>(2)/(5)</sup> 35 <sup>(3)</sup> 33 en Biélorussie 20 en Pologne <sup>(4)</sup>	Biélorussie/Pologne : 1997 Russie/Biélorussie : septembre 1999
Northern Lights/Beltransgaz/Siyaniye Severa	Russie/Ukraine	Biélorussie	<ul style="list-style-type: none"> <li>Partie russe : Gazprom</li> <li>Partie biélorusse : Beltransgaz</li> </ul>		25 <sup>(4)</sup> 14 en Biélorussie <sup>(2)</sup>	
Finland Connector	Russie/Finlande	–			20 <sup>(4)</sup>	1973, élargi en 1999
Bratstvo (nord)	Russie/Allemagne	Ukraine, Slovaquie, République tchèque, Autriche	Gazprom pour la partie russe		30 <sup>(4)</sup>	
Bratstvo (sud)/Trans-Balkan	Russie/Turquie	Ukraine, Moldavie, Roumanie, Bulgarie	Gazprom pour la partie russe		20 <sup>(4)</sup>	
Ourengoy	Ourengoy (Russie)/Allemagne/Autriche	Ukraine, Slovaquie, République tchèque	Gazprom pour la partie russe	5 000	40 <sup>(4)</sup>	
Progress/Yamburg	Russie/Ukraine	–	Gazprom pour la partie russe		30 <sup>(4)</sup>	
Soyouz/Orenburg	Russie/Ukraine	–	Gazprom pour la partie russe		30 <sup>(4)</sup>	

(1) EIA ; (2) Yafimava / Stern ; (3) Lang ; (4) Victor &amp; Victor ; (5) Gazprom

Pologne, quant à elle, fut ambivalente, partagée pour sa part entre la peur d'une nouvelle dépendance envers la Russie et le souci d'un approvisionnement énergétique plus propre, après le charbon. Enfin, Jamal, comme plus tard Blue Stream, s'avéra transitoirement être un échec commercial pour Moscou, le marché polonais ayant été largement surestimé et le gaz ne parvenant pas à concurrencer le charbon dans ce pays<sup>87</sup> – une évolution très différente de celle de l'Allemagne de l'Est où l'unification, et les subventions massives, avaient entraîné un passage quasi immédiat du charbon au gaz.

### ***Étude de cas : le projet Nord Stream***

Nord Stream est un projet de gazoduc d'environ 1 200 km offshore, reliant Vyborg en Russie à Greifswald en Allemagne. Ce projet fait débat en Europe depuis 2005 car il contourne les pays d'Europe centrale et leur rappelle les cauchemars des ententes russo-allemandes. L'accord sur le projet est intervenu en automne 2005, entre le chancelier Schröder, aujourd'hui président du conseil d'administration de Nord Stream, et le président russe Vladimir Poutine.

En réalité il n'est pas nouveau. Le lien fut tissé dès le début des années 1990 par une joint-venture soviéto-britannique (Sovgazco) qui envisageait comme marché de consommation le Royaume-Uni. La demande gazière y battait en effet son plein après la libéralisation du secteur de l'électricité avec une demande d'environ 55 milliards de m<sup>3</sup> par an. L'idée fut finalement abandonnée en raison du manque de confiance en Gazprom et des coûts élevés du projet<sup>88</sup>.

Pour autant, Nord Stream est perçu comme un moyen important de garantir les approvisionnements de l'Europe occidentale et des extensions du gazoduc sont prévues tant vers les Pays-Bas que vers le Royaume-Uni, pour une connexion au réseau européen. Pour couper court aux inquiétudes des

---

87. Cf. en détail, sur cette erreur d'appréciation du marché polonais dans les années 1990, Victor et Victor [2004, p. 27]. L'estimation que le marché polonais pourrait absorber vers 1993 environ 10, et vers 2010 environ 20 milliards de m<sup>3</sup> s'avérait être une erreur : la Pologne ne consommait en réalité que 11,4 milliards de m<sup>3</sup> en 2001. La génération d'électricité par charbon était beaucoup moins chère pour l'économie polonaise.

88. Victor et Victor [2004, p. 32].

pays de transit, et surtout de la Pologne, le gouvernement d'Angela Merkel a proposé une interconnexion vers la Pologne. Cette proposition avait été rejetée jusqu'alors par Varsovie, dont le cauchemar consiste à se retrouver « à la fin du pipe » (du gazoduc Jamal mais aussi de Drouzhba moins utilisé, si un lien était construit vers Primorsk), risquant de voir interrompues ses fournitures à l'avantage de livraisons prioritaires vers l'Allemagne et l'Europe occidentale. Un rapprochement germano-russo-polonais semble néanmoins en cours depuis l'arrivée au pouvoir du libéral Donald Tusk et la démission du Premier ministre Jaroslaw Kaczynski<sup>89</sup>. L'UE a intégré Nord Stream dans la liste de ses projets prioritaires, avec Nabucco, en décembre 2000, en lui accordant le statut de projet du réseau transeuropéen.

Qu'en est-il de ce projet ? Quand sera-t-il opérationnel ? Nord Stream est-il indispensable, si l'on considère comme options alternatives un gazoduc Jamal II en parallèle au gazoduc mis en service en 2005, ou bien au projet Ambre ? Nord Stream est-il un moyen de faire face au potentiel consommateur concurrent, les États-Unis ? Que penser d'une proposition de la Norvège consistant à utiliser ses infrastructures ?

#### *Les faits : Nord Stream – historique et statu quo*

Le projet a été entamé en 1998 sous le nom de North Transgas et North European Gas Pipeline (NEGP) par une étude de faisabilité et géré par un consortium russo-scandinave avec Fortum, Gas Oy et Gazprom. Sans suite dans un premier temps, ce projet fut repris en 2004 par Gazprom seul. Gazprom s'allia fin 2005 aux deux entreprises allemandes BASF et E.ON pour constituer l'entreprise sous le nom actuel de Nord Stream, dirigée par Mathias Warnig<sup>90</sup>, le siège étant localisé à Zug, en Suisse. Au même moment, l'entreprise russe abandonna l'idée d'exporter des ressources de Chtokman vers le marché nord-américain et lui préféra le marché européen.

---

89. « Evaluation of "Amber" overland Gas Route Important » *Poland Business Wire*, 14 décembre 2007 ; visite du Premier ministre polonais à Moscou en février 2008.

90. Une polémique en Allemagne en automne 2005 concernait notamment le passé stasi du PDG Mathias Warnig.

Tableau 17. Gazoduc Nord Stream

Gazoduc	Trajet	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Mise en service estimée	Coût estimé (Md €)
Nord Stream	Vyborg (Russie)/ Greifswald (Allemagne)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gazprom : 51 %</li> <li>• Wintershall : 24,5 %</li> <li>• E.ON Ruhrgas : 24,5 % ;</li> <li>• Depuis 2007 : 9 % pour Gasunie, réduction de la part d'E.ON et de Ruhrgas à 20 % chacun</li> </ul>	1 200 (offshore)	1 <sup>er</sup> tuyau : 2010 2 <sup>e</sup> tuyau : 2012	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 5 <sup>(1)</sup></li> <li>• jusqu'à 8 <sup>(2)</sup></li> <li>• 9 <sup>(3)</sup></li> <li>• Nouvelle estimation à 7,4 en mars 2008 <sup>(1)</sup></li> </ul>

(1) Nord Stream ; (2) Schröder, décembre 2007 ; (3) BASE, novembre 2006.

Depuis, les études de faisabilité ont été poursuivies, et ce, notamment par rapport aux trajectoires potentielles et aux enjeux écologiques et de sécurité dans la mer Baltique, mer de cul-de-sac aux problèmes écologiques importants. La présence de résidus chimiques et d'armes datant de la Seconde Guerre mondiale s'y ajoute. La signature de la déclaration d'intention, le 8 septembre 2005 à Berlin, a eu un écho très important dans la presse en raison du contournement prévu de la Biélorussie, de la Pologne et de l'Ukraine, par lesquelles passent tous les autres gazoducs russes vers l'Europe occidentale. Le consortium Gazprom (51 %), BASF-Wintershall et E.ON (24,45 % jusqu'en novembre 2007 puis 20 % chacune) a été élargi le 7 novembre 2007 à l'entreprise néerlandaise Gasunie avec une participation de 9 % (et une réduction de la part des deux entreprises allemandes suite à cette entrée). En échange de la participation néerlandaise, Gazprom entra (en une sorte de Monopoly des gazoducs) dans le capital de l'interconnecteur BBL également à hauteur de 9 %. L'entrée de la société néerlandaise mais aussi l'intérêt déclaré des sociétés Centrica (Royaume-Uni), Distrigas (Belgique) et Repsol (Espagne) ont amélioré l'image du projet, auparavant conçu comme « allemand ». La signature d'un contrat avec Saipem, filiale d'Eni (Italie), pour la construction de la partie sous-marine, a eu lieu en février 2008. Des contrats ont été signés<sup>91</sup> sur la totalité du premier gazoduc<sup>92</sup> pour 27,5 milliards de m<sup>3</sup>.

Nord Stream comprendra deux gazoducs et transportera à terme 55 milliards de m<sup>3</sup> par an. Le gaz est comprimé à la station de Vyborg et arrive à Greifswald, avec une plateforme de service au kilomètre 543. Les deux gazoducs d'une longueur de 1 200 km passent par les zones économiques exclusives de la Finlande, de la Suède et du Danemark ainsi que dans les eaux territoriales de ce dernier au nord-ouest de Bornholm. Une fois que le projet a été déclaré d'intérêt communautaire,

---

91. Plusieurs contrats ont été signés : DONG (Danemark) 1 milliard de m<sup>3</sup>/an, avec une option d'augmentation ; E.ON Ruhrgas 4 milliards de m<sup>3</sup> ; Gaz de France 2,5 milliards de m<sup>3</sup> ; Gazprom Marketing et Trading (Royaume-Uni) 4 milliards de m<sup>3</sup> ; Wingas 9 milliards de m<sup>3</sup> (Source : Antasz 2007).

92. E. Paszyc, A. Loskot-Strachota et A. Lukasz, « Nord Stream : The Current Status and Possible Consequences of the Project's Implementation », *East Week, Analytical Newsletter* (Varsovie), vol. 39, n° 104, 14 novembre 2007.

d'autres pays s'y sont ralliés, dont les Pays-Bas, très intéressés de jouer un rôle de *hub* et de voir le gazoduc prolongé jusqu'à Groningue et, de là par l'interconnexion BBL, vers le Royaume-Uni. La construction du gazoduc onshore, lien entre les champs de production et Nord Stream, a déjà commencé côté russe, partant du champ gazier Jouzno-Russkoie, d'où proviendront les premiers approvisionnements gaziers.

La mise en service pour le premier gazoduc était initialement prévue pour novembre 2010, avec un deuxième tuyau opérationnel à partir d'octobre 2012. Le début de la construction de la partie sous-marine a été repoussé de 2008 à juillet 2009. Une fois arrivé en Allemagne, le gaz doit être transporté à travers le territoire allemand, par deux autres gazoducs appelés NEL et OPAL ; tous deux devraient être opérationnels à partir de 2010. NEL (d'une capacité de 20 milliards de m<sup>3</sup>) transportera le gaz vers l'Allemagne occidentale et les Pays-Bas alors qu'OPAL (d'une capacité de 36 milliards de m<sup>3</sup>) approvisionnera la Bavière et la République tchèque. Ces deux gazoducs seront construits par les actionnaires Wingas et E.ON.

Nord Stream connaît aujourd'hui des difficultés liées à l'augmentation très importante des prix des matières premières, notamment de l'acier. La direction estimait en décembre 2007 les coûts à 8 milliards d'euros au lieu des 5 initialement prévus<sup>93</sup>. L'agenda est également perturbé par les résistances des pays riverains concernés. Ainsi, la réalisation d'une étude environnementale, obligatoire pour ce type de projet, a été refusée par l'Estonie. Néanmoins, d'après Sebastian Sass, représentant de Nord Stream, le projet pourrait toujours être réalisé en 2010 comme prévu, les 1 200 km pouvant être construits en 400 jours à raison de 3 km par jour. Début janvier 2008, la société Nord Stream annonçait un début de livraison en 2011.

#### *La raison d'être de Nord Stream*

Dans l'analyse des représentants de Nord Stream, le manque évalué pour 2015 dans l'approvisionnement européen pourrait être comblé comme suit : dès 2015 la Norvège

---

93. « Ostsee-Pipeline wird teurer ; Betreiber-Konzerne müssen für umstrittenes Projekt mehr zahlen », *Süddeutsche Zeitung*, 14 décembre 2007.

fournira 20 % du gaz ; Nabucco<sup>94</sup>, quelque 20 % à 30 % ; Nord Stream, les 55 % restants. Si Nord Stream est dans un premier temps approvisionné par les gisements de la Sibérie orientale, Chtokman s'y substituera à partir de 2015.

### *La polémique Nord Stream*

Les critiques suivantes ont été formulées envers Nord Stream : la dimension du contournement des nouveaux États membres et notamment de la relation germano-russe face à la Pologne ; les aspects écologiques ; les aspects économiques et de viabilité notamment face aux alternatives comme Jamal ; le rôle du militaire russe dans la sécurisation du gazoduc.

Pour ce qui est du premier argument, le contournement des nouveaux États membres, le débat autour de la construction du projet Nord Stream concernait dans un premier temps les intentions russo-allemandes, perçues comme (de nouveau) motivées par le mépris pour les petits pays, l'arrogance des grands et le rétablissement de l'alliance historique entre Moscou et Berlin. Le fait que le projet ait été présenté après et malgré l'entrée des huit pays de l'Europe centrale dans l'UE, en 2004, et que le gouvernement social démocrate Gerhard Schröder n'ait jamais caché sa préférence pour la Russie ne pouvait qu'envenimer le climat. L'arrivée du gouvernement d'Angela Merkel, qui s'était clairement prononcée pour une coopération renforcée avec l'Europe centrale et une plus grande distance avec Moscou mais pas contre le projet Nord Stream, ne pouvait suffire à améliorer un climat très pesant en raison des campagnes anti-allemandes et anti-russes du gouvernement ultraconservateur des jumeaux Kaczynski en Pologne. Toutefois, l'intégration de Nord Stream dans les projets européens comme l'intérêt signalé par d'autres États membres de l'UE, dont le Royaume-Uni et les Pays-Bas, ont éteint la grave polémique initiale autour du projet qui désormais se veut davantage européen et moins germano-russe. L'arrivée au pouvoir du gouvernement Tusk en Pologne, en octobre 2007, a

---

94. Sebastian Sass, représentant de Nord Stream a évoqué Nabucco, non South Stream, dans sa présentation à Helsinki, en novembre 2007, ce qui est intéressant en soi. Logiquement la préférence d'un projet majoritairement contrôlé par Gazprom devrait s'aligner avec South Stream et non Nabucco !

amélioré le climat entre Varsovie et Moscou, d'un côté, et Berlin, de l'autre, avec une volonté affichée de parvenir à des ententes par une approche tripartite. Les ministres allemand et polonais de l'Économie analyseront en commun la viabilité économique de Nord Stream. Dans le même temps, le Premier ministre a clairement fait comprendre que son pays ne participerait pas au projet mais souhaiterait créer un contexte permettant de revenir aux solutions de transit par la Pologne<sup>95</sup>. Son ministre de l'Économie, Waldemar Pawlak, a rejeté Nord Stream, parce qu'il est selon lui économiquement non viable, et a réinscrit sur l'agenda le projet d'antan du gazoduc Ambre (cf. tableau 19). Ce dernier, comme Jamal II, privilégie la route terrestre, pour le premier par la Biélorussie et la Pologne, et pour le second par deux États baltes et la Pologne. Ambre n'a toutefois que peu de chances d'aboutir. Des propositions comme celle de Claude Mandil dans son rapport au Premier ministre français, et qui suggère que la France devrait jouer le rôle d'un honnête arbitre de la négociation germano-polonaise sur Nord Stream pourraient montrer des sorties d'impasse actuelle<sup>96</sup>. La très mauvaise relation entre la Russie et les États baltes<sup>97</sup> ainsi que la propriété polonaise des infrastructures énergétiques en Lituanie (ce qui renforcerait potentiellement la position de Varsovie dans le transit énergétique) amèneront Moscou à rejeter cette option. Le soutien récent de la Suède pour Ambre, pour des raisons soi-disant écologiques, pourrait toutefois animer la polémique<sup>98</sup>.

### *Les alternatives à Nord Stream*

Lors de conférences à Helsinki en novembre 2007 puis à Bruxelles<sup>99</sup> en février 2008, le manager de Nord Stream, Sebastian Sass, a clairement exprimé que Nord Stream n'était pas une alternative aux autres projets et que ce n'était pas une

95. *Poland Business Newswire*, 12 décembre 2007

96. Mandil (2008).

97. Cf. la partie ci-relative dans le chapitre II.

98. « Nein zur Gasleitung in der Ostsee : In den Anrainerstaaten wächst der Widerstand gegen die geplante Pipeline von Russland und Deutschland », *Süddeutsche Zeitung*, 30 novembre 2007.

99. Cf. S. Nies, S. Sass et B. Devlin, « Energy Breakfast Gas and Oil to Europe », Paris, Ifri, 27 février 2008, <[www.ifri.org](http://www.ifri.org)>.



**Tableau 18. Alternatives à Nord Stream**

Gazoduc	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service estimée	Coût estimé (Md \$)
Jamal/Europe II (partie ouest)	Gazprom pour la partie russe, Pologne	1 600	33 <sup>(1)</sup> / <sup>(2)</sup>	2010	2,5 <sup>(1)</sup> , 10 <sup>(2)</sup>
Jamal/Europe II (partie nord)	Gazprom	2 500	80 <sup>(1)</sup>		20-40 <sup>(1)</sup>
Amber					
Norvège	Gazprom/Gassled	Passera par l'infrastructure norvégienne			

(1) Götz ; (2) EIA.

préoccupation de la société. Il affirmait également que les polémiques concernant l'ancien chancelier allemand Schröder ne pouvaient en rien être attribuées au projet. La participation d'autant d'entreprises était la preuve même de sa logique. Quant à l'argument du coût plus élevé des gazoducs offshore, il souligna que les coûts à long terme étaient beaucoup moins importants car on pouvait faire l'économie des stations de compression nécessaires tous les 200 km dans les gazoducs onshore, et donc de leur protection. Au regard des aspects écologiques, la société affirme que le gazoduc représente moins de risques que le transport par méthanier et que le problème des armes dans les fonds de la mer Baltique est maîtrisé. Un représentant de BASF évalue ce risque comme minime, étant donné qu'une couche de sédiments de plusieurs mètres s'est posée au fil du temps sur les armes et les résidus chimiques, et les séparerait le cas échéant des tuyaux. Mais, ajoute-t-il, cette idée ne plaît guère aux citoyens européens.

L'opposition à Nord Stream vient à l'heure actuelle surtout de la Suède et de la Finlande, qui contestent la route prévue dans leurs zones économiques exclusives, dont la station prévue sur l'île (touristique) de Gotland. Ainsi, au début avril 2008, les autorités suédoises faisaient savoir que Gotland était définitivement exclu comme base pour le projet<sup>100</sup>. Nord Stream aurait du mal à définir une trajectoire qui évitera les zones économiques finlandaises et suédoises, car cela l'obligerait à passer par les zones estoniennes, lituaniennes et lettonnes, pays encore plus hostiles au projet. Il ne faut pas non plus négliger l'aspect de la perte des frais de transit pour ces pays. Toutefois, des routes alternatives ont été présentées par les autorités finlandaises et suédoises<sup>101</sup>. En 2008, l'étude de faisabilité est en cours dans les cinq États concernés. L'Estonie, quant à elle, a refusé l'accès à la société en charge de l'étude en octobre 2007. La question du tracé reste ouverte.

Des doutes existent aussi sur l'approvisionnement du gazoduc, car, d'après des estimations d'experts, Chtokman ne sera opérationnel qu'en 2015 alors que les ressources de

---

100. Indications données par la société Nord Stream, 7 avril 2008.

101. Voir les routes sur <[www.ymparisto.fi/kansainvalinen.yva](http://www.ymparisto.fi/kansainvalinen.yva)>.

Jouzno-Russkoïe ont été surestimées et que les ressources de la Sibérie occidentale passent par les gazoducs qui ne sont déjà pas utilisés à leur pleine capacité. On revient ainsi à la question de l'alternative Nord Stream *versus* Jamal (I) et au risque de fermeture de ce dernier. Des doutes ont également été exprimés lorsque la marine russe affirmait vouloir protéger le gazoduc, déclaration qui ne pouvait qu'entretenir peurs et soupçons dans l'ancien hémisphère soviétique et les pays scandinaves.

### *Perspectives pour Nord Stream*

En 2008, les doutes sont forts quant à la réalisation de ce projet dans les temps, moins quant à sa réalisation en général. Les deux gazoducs de branchement, NEL et OPAL, par exemple, n'ont pas obtenu l'exemption de la règle de l'accès des parties tiers au réseau européen. La participation de Gazprom sous des formes variées dans ce lien entre Nord Stream et le réseau européen pose problème. La relation entre E.ON et Gazprom demande également clarification : E.ON réclame un accès aux champs russes ; c'était sa condition principale de participation à ce coûteux projet. L'accord avec l'autre partenaire allemand, BASF, a été finalisé en octobre 2007. Les conditions exactes du prêt n'ont pas été établies non plus, même si en novembre 2007 un consortium Société générale, ABN Amro et Dresdner Kleinwort a été déterminé à agir comme consultants financiers. Un prêt doit être signé pour en permettre la réalisation<sup>102</sup> dans la deuxième moitié de 2008.

Pour conclure, il s'agit là d'un jeu aux inconnues multiples et à l'appréciation impossible à l'heure actuelle. S'il se réalise, son impact sur la carte des liens énergétiques sera très important, avec un lien direct vers la Russie et des différences accrues de dépendance entre les États membres de l'UE.

---

102. Le financement du projet est prévu de la manière suivante : 30 % seront réglés par les participants, alors que 70 % seront apportés sous la forme d'un prêt, à amortir jusqu'en 2032. Si les partenaires occidentaux devaient verser leur participation en cash, Gazprom aurait le droit de trouver d'autres formes de financement.

## ***Les ressources gazières de la Caspienne et de l'Asie centrale : vers tous les points cardinaux ?***

Les particularités de la région caspienne ayant déjà été abordées au sein du chapitre sur le pétrole ; seuls seront évoqués ici les aspects gaziers de cette région.

Les exportateurs potentiels de gaz de la région sont l'Azerbaïdjan, le Kazakhstan, le Turkménistan et l'Ouzbékistan, aux ressources différentes. Si la production de l'Ouzbékistan, qui a déjà exploité 35 % des ressources, sera difficile à augmenter, les trois autres pays constituent des producteurs « jeunes », dont le rendement ira croissant dans l'avenir. La production azérie, de 8,5 milliards de m<sup>3</sup> actuellement, passera à 20 milliards de m<sup>3</sup> d'ici 2020 ; la production du Kazakhstan se situe aux alentours de 26 milliards de m<sup>3</sup> et celle du Turkménistan<sup>103</sup>, aux ressources de loin les plus importantes, à 67 milliards de m<sup>3</sup>. Le potentiel moyen de ce pays, qui dirige la majorité de ses exportations vers la Russie (44 milliards de m<sup>3</sup> pour 2006, et 6 milliards de m<sup>3</sup> vers l'Iran) est de 150 milliards de m<sup>3</sup>, ce qui laisse, avec une consommation interne de 17 milliards de m<sup>3</sup>, un énorme potentiel d'exportation. L'Ouzbékistan, qui produit environ 50 milliards de m<sup>3</sup> actuellement, consomme, comme le Kazakhstan, la majeure partie de sa production. Son efficacité énergétique est faible et les infrastructures, particulièrement défectueuses. Quant aux possibilités d'exportation, les pays de la Caspienne peuvent exporter vers tous les points cardinaux. Pourtant, à l'heure actuelle, existent seulement des gazoducs vers le Nord et vers l'Ouest alors que les liens vers le Sud et l'Est font défaut.

### *La construction du BTE et l'acheminement vers l'Ouest*

Le premier gazoduc vers l'Europe fut celui ouvert fin 1997 du Turkménistan vers l'Iran (Kord-Kui), avec actuellement 6 milliards de m<sup>3</sup> transportés de l'Iran vers la Turquie, quan-

---

103. Goetz [2007b, p. 5-6]. D'après la même source, la production du Turkménistan, de 90 milliards de m<sup>3</sup> à la fin de l'URSS, s'est effondrée par la suite et n'atteignait plus que 20 milliards de m<sup>3</sup> dans les années 1990. Depuis 2001, la production a de nouveau augmenté.

tité peu importante. Le Bakou-Tbilissi-Erzerum (ou South Caucasus Pipeline, SCP), de Bakou vers Erzerum, en Turquie, largement parallèle au BTC, fut ouvert en 2007 et approvisionne, à partir de la Turquie, les marchés européens. Conçu pour 16 milliards de m<sup>3</sup>, son potentiel pourrait être augmenté par la construction des lignes parallèles.

### *La Transcaspienne : enjeux et débats*

Afin de renforcer la sécurité des approvisionnements, le gouvernement américain a plaidé dès 1996 en faveur de la construction d'un gazoduc sous-marin de Turkmenbashi à Bakou, projet qui a échoué jusqu'alors à cause du statut non clarifié de la mer Caspienne<sup>104</sup>. Il fut gelé en 2000 à cause des oppositions russe et iranienne, bien que les études de faisabilité aient été accomplies et que l'Azerbaïdjan et le Turkménistan aient conclu un accord (1999) portant sur sa réalisation. En 2006, suite au conflit gazier Ukraine-Russie, ce projet fut déterré de nouveau et débattu entre le commissaire européen à l'Énergie Andris Piebalgs et le président turkmène Saparmourad Niazov (mars 2006). Mais un revers indirect fut apporté par l'accord tripartite en mars, puis en mai 2007. De la Transcaspienne, priorité pour l'UE comme pour les États-Unis, dépend pourtant à son tour la relation directe que l'UE pourrait avoir avec la région caspienne tout comme l'approvisionnement de son projet prioritaire Nabucco. Mais la constellation politique dans les pays riverains, à l'exception de l'Azerbaïdjan, ne favorise guère une telle constellation.

Suite au changement politique de décembre 2006 après la mort du dictateur Niazov, le Turkménistan de Gourbangouly Berdymoukhammedov fut perçu dans un premier temps comme un pays plus ouvert, la conférence internationale sur l'énergie tenue en novembre 2007 paraissant le prouver. Toutefois, les signaux émis par le nouveau président sont pour le moins contradictoires. Si, d'un côté, il a signé un contrat

---

104. Cf. Janusz [2007] sur le statut de mer ou de lac : un lac sera exploité par un condominium, le statut de mer réserve aux États riverains des zones exclusives de 12 milles. Si la Russie et le Kazakhstan se sont mis d'accord en 1998 sur leur frontière et l'Azerbaïdjan en 2001, les différences entre le Turkménistan et l'Azerbaïdjan persistent, et l'Iran insiste sur un condominium.

Tableau 19. La Transcaspienne

Gazoduc	Trajet	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Coût estimé (Md \$)
Trans-caspien	Turkménistan/Turquie	Botas	1 700	31	2-3 <sup>(1)</sup>

(1) EIA.

Tableau 20. Gazoducs reliant la Russie et les ex-républiques soviétiques à l'Europe, *via* la Turquie ou la mer Noire

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
Blue Stream	Izobilnoye (Russie)/ Ankara (Turquie)	-	Gazprom, ENI, Botas	1 218 dont • Russie : 357 • Offshore : 378 • Turquie : 483	• capacité potentielle : 16 • quantités transportées : - en 2004 : 3 - en 2005 : 5 - en 2006 : 7 <sup>(1) (2)</sup> - prévisions 2010 : 16 <sup>(3)</sup>	Décembre 2002 (inauguration officielle en novembre 2005)
Turkey-Greece Interconnector/Aegean/ South European Gas Ring Project	Karacabey (Turquie)/ Komotini (Grèce)	-	Botas, DEPA	286	• 0,75 au début, 11 au final <sup>(4)</sup> • 0,25 au début <sup>(5)</sup> , 12 au final <sup>(6)</sup>	18/11/2007

## • Propriétaires :

- BP : 25,5 %
- Statoil : 25,5 %
- SOCAR : 10 %
- Lukoil : 10 %
- Total : 10 %
- OIEC : 10 %
- TPAO : 9 %
- Opérateurs : BP  
et Statoil

883 dont :

- Azerbaïdjan : 442
- Géorgie : 248
- Turquie : 193

- 6,6 au début, pourrait être  
augmenté à 20 <sup>(1)</sup>
- capacité maximale : 30 <sup>(7)</sup>

15/12/2006

(1) EIA ; (2) Energypublisher ; (3) RFE ; (4) Bireselloglu ; (5) NYT ; (6) Reuters ; (7) EDM.

avec Moscou pour augmenter les livraisons vers la Russie, il a aussi inauguré un nouveau projet de gazoduc vers la Chine, long de 7 000 km – devant être achevé en 2009, d'après Pékin – et a invité les grands groupes pétroliers pour développer les champs pétroliers du pays. De plus, le Turkménistan fournira, dès 2009, 30 milliards de m<sup>3</sup> de gaz à la Chine<sup>105</sup>. Les experts estiment que le Turkménistan a vendu ses ressources plusieurs fois.

En ce qui concerne l'attitude du Kazakhstan, elle ressemble à celle, très pragmatique, du Turkménistan. D'après de multiples experts, et suite au renforcement des liens avec la Russie, il faut s'attendre à une augmentation du prix du gaz, en accord tripartite entre Poutine, Berdymukhammedov et Nazarbayev. Les termes de la réunion de Turkmenbashi en mai 2007 incluent l'extension d'un gazoduc existant ainsi que la construction d'un nouveau depuis le Turkménistan vers la Russie passant par le Kazakhstan<sup>106</sup>. Des contrats ont été conclus jusqu'en 2032 entre la Russie et le Turkménistan, et les livraisons actuelles kazakhes de 50 milliards de m<sup>3</sup> par an seront augmentées dès 2010 à 75 milliards de m<sup>3</sup> et transportées *via* la Russie.

### **Étude de cas : South Stream ou Nabucco ? Des projets très politisés**

Nabucco et South Stream sont sans aucun doute les projets de gazoducs les plus politisés du moment. Sont-ils concurrents ou convergeront-ils ? Dans les reportages médiatiques sont mis en avant surtout le facteur « Russie » et la peur de l'extension de l'emprise de Gazprom. Les médias ne

105. « Russland torpediert die Pipeline Pläne », *Stuttgarter Zeitung*, 4 décembre 2007.

106. À l'heure actuelle, le retour aux gazoducs de l'époque soviétique semble se confirmer, renforçant ainsi de nouveau les liens entre le Turkménistan, le Kazakhstan et la Russie : le gazoduc côtier caspien, du Turkménistan par le Kazakhstan vers l'Oural, a besoin de rénovations ; sa capacité pourrait être augmentée à 65 milliards de m<sup>3</sup> de gaz par an (environ 45 aujourd'hui) [source : V. Socor, « West Racing Russia for Turkmen Gas », *Eurasia Daily Monitor*, 26 novembre 2007, n° 218] ; le gazoduc Asie centrale vers l'Oural, du Turkménistan par l'Ouzbékistan et le Kazakhstan vers la Russie à l'est de l'Oural, également dépassé, a besoin d'entretien. Les deux projets de gazoducs, voire leur remise aux normes, permettraient à la Russie d'absorber par an plus de 80 milliards de m<sup>3</sup> en provenance de l'Asie centrale.

Tableau 21. Les gazoducs en projet

Gazoduc	Opérateur	Longueur (km)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service	Coût estimé
Greece-Italy Interconnector/South European Gas Ring Project/Poseidon	DEPA 50 %/ Edison 50 %	800 dont : • Grèce : 600 • Offshore : 200	8 (1) (2)	2011-2012	1,3 Md \$ (1)
Trans-Adriatic Pipeline (TAP)	Elektrizitäts- Gesellschaft Laufenburg (EGL) et partenaires	513 dont : • Offshore : 117	10, extensible à 20 (TAP)	2011	100-150 millions € (TAP)
Ionian-Adriatic Pipeline	EGL, Plinacro	400 dont : • Albanie : 170 • Monténégro : 100 • Croatie : 130	5	2011-2012	230 millions € (3)

(1) EIA ; (2) Platts ; (3) Energypublisher ; (4) Plinacro.



sont-ils pas en retard sur une option qui serait de dire que Nabucco et South Stream sont fondamentalement conciliables ? Le souci principal est la diversification des routes d'approvisionnement européen, avec des sensibilités différentes. Le débat bat son plein. Ce paragraphe étudie le projet Nabucco, ainsi que South Stream, en insistant sur la multitude des facteurs déterminants.

### *Les faits*

En 2006, suite aux conflits gaziers Russie-Ukraine, l'UE a intégré Nabucco dans la liste de ses projets prioritaires. Long de 3 300 km, d'un investissement estimé à environ 6 milliards d'euros avec une mise en service prévue pour 2012, ce gazoduc vise à approvisionner l'Europe occidentale en gaz d'Asie centrale, de la Caspienne et du Moyen-Orient tout en contournant la Russie. Si l'aspect de contournement a été mis en avant justement en 2006, quand la crise russo-ukrainienne fut interprétée en faveur de Kiev, on en parle moins aujourd'hui, dans les milieux d'experts. Son itinéraire prévu traverse la Turquie, la Bulgarie, la Roumanie, la Hongrie jusqu'à Baumgarten, en Autriche, et rejoint enfin le réseau gazier européen. Nabucco pourrait devenir la quatrième source d'approvisionnement de l'Union européenne avec 30 milliards de m<sup>3</sup>, soit 7 % de la demande gazière en 2010, si l'on en croit les opérateurs et l'UE. Compte tenu de l'intérêt stratégique de cette infrastructure, la Commission a décidé de nommer un coordonnateur, l'ancien ministre néerlandais des Affaires étrangères Jozias van Aartsen, chargé de surveiller sa mise en place. La société Nabucco, menée par le groupe autrichien OMV, comprend à part égales le hongrois MOL, Transgaz, Bulgargaz, le groupe turc Botas, ainsi que l'allemand RWE. Gaz de France a été écarté du projet fin 2007. Si le groupe français expliquait qu'il avait d'autres priorités, notamment africaines, les analystes insistent sur le facteur turc : Ankara aurait émis son veto à cause des mauvaises relations franco-turques<sup>107</sup>.

Arrêtons-nous sur la poésie des intitulés et sur le marketing des gazoducs et oléoducs. Nabucco en est sans doute un

---

107. « Gaz de France retire sa candidature du projet Nabucco », <[www.euractiv.fr](http://www.euractiv.fr)>, 19 février 2008.

excellent exemple : la dénomination Nabucco, version italienne de Nabuchodonosor, roi babylonien, donne certes plus à rêver que le technique et sobre South Stream. Drouzhba, Northern Lights et Enrico Mattei sont également des noms plus astucieux que Norpipe ou Nord Stream.

À la surprise générale, Gazprom a fait part, à la mi-2007, d'un projet avec Eni sur la construction d'un gazoduc<sup>108</sup> sous-marin dans la mer Noire en plus du gazoduc Blue Stream, annonce suivie d'un accord intervenu en novembre sur une étude de faisabilité à achever en 2008. Le projet a su se doter du soutien et du concours de la majorité des pays du projet Nabucco : la Bulgarie<sup>109</sup>, la Hongrie<sup>110</sup> – dont la société MOL est par ailleurs menacée d'une offre publique d'achat (OPA) par la société autrichienne OMV<sup>111</sup> –, plus la Serbie – dont la société nationale énergétique NIS est en train d'être reprise par la Russie. Les marchés énergétiques serbes et bulgares sont de fait contrôlés par Gazprom<sup>112</sup>. La Grèce a également signalé son intérêt pour South Stream<sup>113</sup>. Ce gazoduc partira de la station de compression russe Beregovaja sur 900 km vers Varna en Bulgarie puis, pour l'aile sud, par la Grèce vers l'Italie du Sud et, pour l'aile nord, par la Serbie, la Hongrie et la Slovénie vers l'Italie du Nord, avec une branche vers l'Autriche. La capacité présumée de ce gazoduc s'élève à 30 milliards de m<sup>3</sup>, suivant une trajectoire similaire à celle de Nabucco, à partir de la Bulgarie. Il pourrait entrer en service dès 2013 et aurait comme Nord Stream, l'avantage de contourner tant la Biélorussie que l'Ukraine, en plus de la Turquie. L'ensemble de ces projets renforcerait la position dominante de Gazprom sur le marché européen.

108. Fin 2007 ont été signés entre Gazprom et Eni les Memorandum of understanding pour procéder à une première étude de faisabilité du projet.

109. J. Dempsey, « Pipeline Cements Russia's Hold on Europe's Gas Supply », *New York Times*, 19 janvier 2008 ; T. Troev, « Bulgaria Backs Putin's Plans for Gas Pipeline to Rival EU's », *Financial Times*, 19-20 janvier 2008.

110. S. Wagstyl, « Hungary Backs Russian Pipeline », *Financial Times*, 26 février 2008 ; « Gaz : La Hongrie devient le maillon clef de South Stream », *Ria Novosti*, 28 janvier 2008.

111. « L'autrichien OMV notifie son intention de rachat du hongrois MOL », AFP, 1 février 2008.

112. N. MacDonald, « Gazprom Raises Offer for Serbia Oil and Gas Group », *Financial Times* 16 janvier 2008 ; J. Mongrenier, « La Serbie, point d'appui de la politique balkanique de la Russie », <[www.fenetreurope.com](http://www.fenetreurope.com)>.

113. « La Grèce envisage de participer au gazoduc South Stream », <[www.armenews.com](http://www.armenews.com)> ; déclaration faite par Gazprom suite à la visite de Dmitri Medvedev à Athènes le 31 mars 2008.

### *Le débat sur Nabucco/South Stream : trop politisé ?*

Plusieurs interrogations apparaissent quant au projet Nabucco : l'approvisionnement gazier, l'apport réel pour la diversification européenne, l'attitude des pays membres de l'UE, comme l'Italie, la Bulgarie, l'Autriche et la Hongrie, mais aussi de la Serbie, ainsi que la relation avec la Russie. Quelle sera la place de la Turquie, pays de transit difficile, comme l'affirme le coordinateur européen van Aartsen et d'autres observateurs, et contourné s'il en soit par South Stream ? Quant à South Stream, projet très coûteux, il n'est pas exclu qu'il ne doive sa raison d'être qu'à celle de Nabucco. Autrement dit, une fois Nabucco abandonné ou empêché, South Stream serait abandonné à son tour<sup>114</sup>.

#### *L'argument de l'approvisionnement*

À l'heure actuelle, environ 3 milliards de m<sup>3</sup> de l'Azerbaïdjan seulement seraient estimés disponibles à partir de 2015 pour remplir Nabucco – mais aucun accord n'a été signé jusqu'ici avec Bakou... Le gaz du Turkménistan, tout comme celui du Kazakhstan, nécessiterait la mise en place d'infrastructures sous la mer Caspienne – la Transcaspienne – est peu réaliste à l'heure actuelle. Bien que l'UE se soit félicitée d'un accord avec le Turkménistan sur 10 milliards de m<sup>3</sup> d'origine turkmène à partir de 2009, l'impression prévaut que le pays a déjà vendu ses ressources à maintes reprises, et qu'il ne pourrait en effet solder ses promesses<sup>115</sup>. Toutefois, comme le souligne Pierre Morel, l'envoyé spécial de l'UE pour l'Asie centrale, le Turkménistan est en train de s'intégrer dans la communauté internationale de l'énergie, et il faut laisser du temps à ces pays nouvellement indépendants, à leur rapprochement progressif avec la Communauté internationale. Compter sur le gaz du Turkménistan nécessiterait qu'il accorde une priorité à l'UE au détriment de la Russie. Or, depuis 2007, cette hypothèse ne paraît plus crédible. Achkhabad a produit environ 72,3 milliards de m<sup>3</sup> en 2007, et consomme lui-même

114. Thèse notamment défendue par V. Soco, « Hungary's Mol Stays with Nabucco, but Prime Minister Weighs South Stream also, *Eurasia Daily Monitor*, vol. 4, n° 235, 19 décembre 2007.

115. Voir <fr.rian.ru/business/20080415/105072067.html> ; « UE/Energie ; l'UE et le Turkménistan signent un protocole d'accord », Agence Europe, Bulletin n° 9670, 29 mai 2008, p. 16.

Tableau 22. Comparaison entre les gazoducs Nabucco et South Stream

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Mise en service estimée	Coût estimé	
Nabucco	Frontière Géorgie-Turquie et/ou		<ul style="list-style-type: none"> <li>• OMV : 20 %</li> <li>• MOL : 20 %</li> <li>• Transgaz : 20 %</li> <li>• Bulgargaz : 20 %</li> <li>• Botas : 20 %</li> </ul>				
	Frontière	Turquie, Bulgarie,					env. 5 Md € <sup>(1)</sup> ,
	Iran-Turquie/ Baumgarten (Autriche)	Roumanie, Hongrie		env. 3 300	2012	5,35 - 5,8 Md \$ <sup>(2)</sup>	
South Stream	Beregovaya (Russie)/ mer Noire/ Varna (Bulgarie)/ Italie et Autriche	Bulgarie et Grèce (+ Albanie) + Mer Ionienne ou ex-Yougoslavie	Gazprom, ENI	900 (offshore)	2013	12 Md \$ <sup>(3)</sup> , 10 Md \$ <sup>(4)</sup> , 10 Md € <sup>(5)</sup>	

(1) <www.nabucco-pipeline.com> ; (2) EIA ; (3) Brower, 2007 ; (4) Global Insight ; (5) Platts.

environ 20 milliards de m<sup>3</sup>. En même temps, le pays doit livrer dès 2009 30 milliards de m<sup>3</sup> à la Chine, et est lié à la Russie par des accords de livraison<sup>116</sup>. La Commission européenne a signalé en outre le 17 avril 2008, qu'elle avait conclu un accord gazier avec l'Irak, portant sur la livraison de 5 milliards de m<sup>3</sup> de gaz d'origine irakienne<sup>117</sup>. Mais étant donné l'instabilité du pays, cette hypothèse paraît peu crédible. Les approvisionnements à partir de l'Iran se heurtent, quant à eux, aux incertitudes portant sur la production et l'orientation de cette production (Europe ou Asie ?), sur la relation irano-russe et enfin sur le climat international dans un contexte menaçant de sanctions potentielles. Des experts de l'Agence internationale de l'énergie comme William Ramsay estiment de plus que l'Iran mettra la priorité sur le GNL, et non sur le transport par gazoduc, qui le liera et le rendra vulnérable<sup>118</sup>. Le gaz iranien, pour résumer, n'arrivera pas rapidement dans les tuyaux de Nabucco. L'hypothèse d'approvisionnement égyptien sera, quant à lui, conditionné par de nouvelles découvertes. Ainsi, ironiquement, le gaz transporté par le gazoduc Nabucco devrait venir du pays qu'il cherche à contourner : de Gazprom et de la Russie<sup>119</sup>. L'idée que Gazprom pourrait se joindre au consortium et que le projet final comprendrait une partie de South Stream, greffée en quelque sorte à Nabucco, est parfois énoncée.

### *L'argument de la diversification*

Quant à l'argument de la diversification des approvisionnements européens en gaz, R. Goetz souligne que Nabucco ne représentera initialement que quelque 6 % à 8 % des importations gazières européennes, estimées à 400-500 milliards de m<sup>3</sup> à l'horizon 2020, part qui ne pourrait changer que si l'Iran y participait<sup>120</sup>. Potentiellement, l'Iran pourrait alors devenir le troisième fournisseur de gaz de l'Europe après la Russie et l'Algérie. Mais les priorités iraniennes sont tout sauf claires à

116. Signature d'un protocole d'accord énergétique UE-Turkménistan, 29 mai 2008, Nouvelles d'Arménie en ligne.

117. Voir <[www.euractiv.com/fr/energie/energie-accord-ue-irak-prend-forme/article-171716](http://www.euractiv.com/fr/energie/energie-accord-ue-irak-prend-forme/article-171716)>.

118. Échange avec l'auteur, mai 2008.

119. « Laying the Pipes », *Petroleum Economist*, octobre 2007, p. 13.

120. Goetz [2007b, p. 24].

l'heure actuelle, le gaspillage énergétique est très important, le pays est lui-même importateur, une préférence pour l'Asie est possible (Chine, Inde, Pakistan), en plus d'une coopération gazière avec la Russie<sup>121</sup>. De surcroît, le tissu industriel iranien manque de raffineries et le pétrole est de mauvaise qualité.

*L'attitude des pays participants, dont notamment l'Italie, la Bulgarie, l'Autriche et la Hongrie*

À la grande surprise de l'UE, des pays moteurs de Nabucco se sont retrouvés à la fois du côté du projet South Stream, moyennant des ententes et des projets de contrats les liant à Gazprom et à la Russie, et engagés sur Nabucco. L'entreprise autrichienne OMV est parvenue le 25 janvier 2008 à un accord avec Gazprom portant sur l'exploitation et le développement de Baumgarten avec Gazprom<sup>122</sup>, constituant plus généralement une base stratégique de l'expansion de Gazprom en Europe, ce qui aura ironiquement comme conséquence que le gaz contournant la Russie arrivera de nouveau dans une infrastructure qu'elle contrôle à moitié.

La Hongrie, quant à elle, dont la société nationale MOL craint une OPA d'OMV, s'est liée à Gazprom en soutenant tant Nabucco que South Stream. Budapest a confirmé formellement en décembre 2007 sa participation au projet South Stream<sup>123</sup>. La Serbie, dont la compagnie nationale NIS ne contribue en rien à Nabucco, a signé un accord en décembre 2007 sur un partenariat énergétique avec Gazprom. D'après les termes de cet accord, Belgrade recevra du gaz fourni par South Stream, lequel passerait par la Serbie, en échange d'une prise de participation russe à NIS et de facilités de stockage en

121. Cf. réunion des ministres iraniens et russes de l'Énergie en décembre à Moscou, accords sur le nucléaire civil, et C. Therme et D. Bauchard, *L'Iran : une puissance énergétique (re)émergente*, Paris, Ifri, « Note de l'Ifri », 2007, disponible sur <www.ifri.org>.

122. Cf. « Austria's OMV Deal with Gazprom Threatens Nabucco Project », *Eurasia Daily Monitor*, vol. 4, n° 215. Baumgarten est actuellement le troisième hub gazier de l'UE, possédé par la société CEGH (Central European Gas Hub), appartenant à 100 % à OMV. La proposition consistait à faire entrer Gazprom à 50 % dans le capital ; cf. M. Arnaud, « La stratégie Gazprom », *Valeurs actuelles*, 22 février 2008.

123. Z. Grainge, « Hungary Officially Joins Gazprom and Eni's South Stream Line », *Global Insight*, 10 décembre 2007. Pour la position et politique énergétique hongroises, cf. aussi Fischer (2007).

Serbie<sup>124</sup>. La participation stratégique d'Eni, dont le PDG a intitulé South Stream « le troisième pilier de l'accord stratégique avec Gazprom », est encore plus parlante<sup>125</sup>. Un important lobbying italien est en cours pour convaincre les pays participant à Nabucco, comme la Roumanie, d'adhérer à South Stream<sup>126</sup>. Le contexte politique régional, dont l'indépendance du Kosovo, a renforcé l'influence de la Russie, notamment en Serbie mais aussi en Roumanie et en Bulgarie<sup>127</sup>.

Ces comportements ont déstabilisé non seulement le projet Nabucco mais aussi la position communautaire. Si un projet est déclaré prioritaire alors que les participants rejoignent le camp opposé, la crédibilité dudit projet commun est perdue, ce qui, plus généralement, porte préjudice à la politique européenne de l'énergie. Tout le dilemme se situe là : trancher sur un lien énergétique relève-t-il du domaine de la morale, surtout si l'Europe de l'énergie n'en est qu'à ses débuts ? Ne faut-il pas au contraire accorder une priorité à l'émergence de cette Europe solidaire, en acceptant que pour l'instant, les uns et les autres doivent trancher en leur faveur ? Le paradoxe est là, renforcé par la dimension publique-privée, et qui fait qu'un gazoduc ne pourrait jamais relever de la pure logique politique.

En avril 2008, Vladimir Poutine proposait à Romano Prodi d'assumer la position du PDG de la société South Stream, à l'image du rôle de l'ancien chancelier Schröder pour Nord Stream. Prodi refusait. À l'inverse, faut-il s'imaginer l'effet désastreux sur une Europe de l'énergie en train de naître, de dirigeants politiques acceptant des fonctions dans des sociétés comme Gazprom<sup>128</sup>.

124. S. Boggle, « Serbian Energy Partnership Agreement with Russia for South Stream Pipeline », *Storage, Global Insights*, 14 décembre 2007.

125. D'après « Laying the Pipes », *Petroleum Economist*, octobre 2007, p. 13 ; cf., pour l'accord, « Gazprom, Eni move South Stream step closer », *Platts Oilgram News*, 23 novembre 2007.

126. Conférence du 11 janvier 2008 avec le ministre roumain des Affaires étrangères, Adrien Ciorianu, à l'Ifri [Paris]. Le ministre évoquait les réunions du début janvier avec le ministre italien des Affaires étrangères Massimo d'Alema, qui ont aussi porté sur le sujet, ainsi que la conférence South Stream du 15 janvier 2008 à Sofia.

127. Certains observateurs parlent du retour de la Russie dans les Balkans ; « Russia's Return to the Balkan », *East Week* [Varsovie], vol. 3, n° 112, 23 janvier 2008 ; M. Martens, « Gasprom kommt, Die Russifizierung des serbischen Gasmarkts », *Frankfurter Allgemeine Zeitung* [FAZ], 28 janvier 2008.

128. G. Dinmore, « Prodi Declines Putin's Offer of Pipeline Post », *Financial Times*, 29 avril 2008, p. 5.

### *White Stream, encore une nouvelle variante ?*

Le Premier ministre ukrainien, Ioulia Timochenko, revenait début 2008 sur un autre projet, le gazoduc blanc, ou « ukrainien<sup>129</sup> ». Ce projet était présenté à Bruxelles comme alternatif à Nabucco, passant de la Géorgie par la Crimée vers l'Ukraine puis vers l'UE. Un raccordement au gazoduc Iran-Arménie est également évoqué bien que celui-ci, ouvert en 2007, ne fonctionne que de manière très réduite.

Néanmoins, White Stream partage nombre de problèmes avec Nabucco, comme notamment la problématique de l'approvisionnement.

### *Conclusion*

South Stream, à la différence de Nabucco, dispose de moyens pour garantir son approvisionnement. Vu l'hétérogénéité des attitudes des pays concernés par le transit qui, ne souhaitant pas compromettre leur coopération avec Gazprom, se trouvent impliqués dans les deux projets à la fois, la construction de Nabucco sous sa forme initiale paraît plus que jamais compromise. De plus, la relecture de la crise gazière opposant la Russie et l'Ukraine – en faveur de la Russie – remet en question l'argument d'origine du projet. Les pays européens se montrent démunis face à la stratégie très habile des alliances tissées par Gazprom, notamment depuis 2007. L'intention politique trop évidente de contourner la Russie n'a pu qu'envenimer un climat russo-européen déjà difficile. Justifier un gazoduc (Nabucco ou un autre) par la seule relation à la Russie ne peut que nuire aux intérêts propres de l'UE. De plus, la labellisation de Nabucco comme projet prioritaire européen produit aujourd'hui un effet boomerang sur la politique énergétique européenne qui nuit à sa crédibilité. Les promoteurs du projet ont changé d'argumentation et font savoir désormais que Nabucco et South Stream n'étaient pas seulement compatibles, mais nécessaires l'un comme l'autre : la demande gazière euro-

---

129. « Gaz : Timochenko préconise un « Ukrainian Stream » », *Ria Novosti*, 30 janvier 2008 ; « Wir brauchen neue Transitwege für Gas », interview de la FAZ avec Ioulia Timochenko, 30 janvier 2008.



Tableau 23. Gazoduc White Stream

Gazoduc	Opérateur	Longueur (km)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Coût estimé (Md \$)
White Stream/ Georgia-Ukraine-EU (GUEU)	<p>Consortium new-yorkais :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pipeline Systems</li> <li>• Engineering (PSE)</li> <li>• Radon-Ishizumi consulting</li> </ul>	<p>950 dont :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Géorgie (Tbilissi/Soupsa) : 100</li> <li>• Offshore : 650</li> <li>• Ukraine : 200</li> </ul>	<p>8 au début, 24-32 si connecté à la Trans-Caspian Gas Pipeline - dont la réalisation est peu sûre <sup>(1)</sup></p>	<p>2 <sup>(1)</sup></p>

(1) PGJ.

péenne est telle que tous les projets sont les bienvenus. Même dans l'hypothèse où Nabucco resterait vide dans un premier temps, cela devrait avoir un effet bénéfique sur les prix<sup>130</sup>. Un scénario envisageable serait le branchement de South Stream sur Nabucco, pour l'approvisionner ; il arriverait de toutes les manières dans un *hub* russo-autrichien, à Baumgarten. Nabucco, augmenté de sa branche South Stream, deviendrait ainsi un investissement en vue d'un avenir où un Iran coopératif prendrait une place dans l'approvisionnement gazier européen.

### **Le Sud : l'Algérie et le Nigeria**

Parmi les pays africains fournisseurs énergétiques de l'UE se distingue l'Algérie, premier partenaire énergétique. L'Algérie se révèle très dépendante de ses exportations d'hydrocarbures, qui constituent 97 % de ses exportations totales, 30 % de son PIB et 65 % du budget de l'État. Dans le même temps, 62,7 % des exportations énergétiques de l'Algérie sont destinées à l'UE<sup>131</sup>. Trois gazoducs lient l'Afrique du Nord à l'Europe ; trois autres projets sont en cours, ainsi que la volonté d'augmenter la capacité de Transmed en deux étapes : en 2009 et 2012.

L'ouverture du gazoduc Enrico Mattei en 1983, qui traverse la Tunisie pour arriver en Sicile, mit fin à la dépendance de la chaîne GNL – qui prédominait en Algérie depuis le début. Il fut doublé en 1996 par un gazoduc parallèle. En 1999 suivit le gazoduc Pedro Duran Farell, qui traverse le Maroc, passe par le détroit de Gibraltar et parvient en Espagne. Deux gazoducs lient ainsi depuis les années 1990 les réserves sahariennes à l'Europe, complétés par le Green Stream dans les années 2000. Les problèmes de transit avec la Tunisie, pour insister de nouveau sur ce sujet, ont été et continuent à être très importants pour Enrico Mattei et les relations avec la Tunisie<sup>132</sup>.

---

130. Conférence de Brendan Devlin, collaborateur de Jozias van Aartsen, coordonnateur de Nabucco, Ifri, Bruxelles 27 février 2008.

131. DG Relex, Relations UE-Algérie.

132. Cf. l'étude détaillée de M. Hayes, « The Transmed and Maghreb Projects : Gas to Europe from North Africa », in Victor, Jaffe et Hayes (2006).

### *Les projets : Medgaz*

Le gazoduc Medgaz, qui reliera l'Algérie à l'Espagne, est en travaux depuis 2006 et sera opérationnel dès juillet 2009 si le calendrier est respecté<sup>133</sup>. Ce gazoduc entre Béni-Saf en Algérie occidentale et Almeria en Espagne est d'une longueur totale de 210 km, dont 200 km en mer. La société Sonatrach est majoritaire dans le capital avec 36 %, suivie par les sociétés italiennes Cepsa, Iberdrola et Endesa ainsi que par Gaz de France. La capacité initiale de 8 milliards de m<sup>3</sup> par an sera augmentée progressivement à 16 milliards de m<sup>3</sup> par an. Le gaz algérien restera donc minoritaire dans les importations de l'UE par rapport à la part russe, même après la mise en service de Medgaz, mais il jouera un rôle important dans l'approvisionnement du Sud européen.

### *Galsi - coopération avec Gazprom ?*

Le quatrième pipeline algérien, Galsi, est en cours d'évaluation, après un accord gouvernemental fin 2007. La décision finale sur le projet et surtout sa trajectoire définitive est attendue pour 2008. Galsi, géré par un consortium constitué en janvier 2003, vise à établir un gazoduc entre l'Algérie et l'Italie via la Sardaigne, l'autre alternative étant de rejoindre la France via la Corse. Pourtant, la vente du gaz n'est pas assurée pour le moment, notamment parce que la société italienne Edison a révisé sa part initiale, sans doute, vu son partenariat stratégique avec Gazprom, en faveur des importations russes. Galsi aura donc seulement une capacité d'environ 8 milliards de m<sup>3</sup>. Si la construction est décidée, le gazoduc pourrait entrer en service dès la fin de la décennie. L'intérêt récent de Gazprom pour le projet (après les échanges entre Sonatrach et Gazprom début 2007) met en avant également l'hypothèse d'une participation du géant russe dans cette infrastructure approvisionnant l'UE<sup>134</sup>.

---

133. Les travaux avaient été retardés de 2006 à 2007, et la décision d'investir n'a été prise que le 21 décembre 2006.

134. D. Brower, « Laying the Pipes », *Petroleum Economist*, octobre 2007.

Tableau 24. Gazoducs liant l'Afrique du Nord à l'Union européenne

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
<b>Greenstream</b>	Mellitah (Libye)/ Gela (Sicile, Italie)	–	ENI 75 %, NOC 25 %	530	8	octobre 2004
<b>Enrico Mattei/ Transmed</b>	Hassi R'Mel (Algérie)/Sicile/ Minerbio (Italie)	Tunisie	Sonatrach 50 %, ENI 50 %	2 220 dont : • Tunisie : 370 • Offshore : 380 • Italie : 1 470	24 <sup>(1)</sup> , 27 <sup>(2)</sup> (3) 30 en 2008 33,5 en 2012 <sup>(1)</sup>	1 <sup>re</sup> ligne : 1983 2 <sup>e</sup> ligne : 1994
<b>Pedro Duran Farell/ Maghreb Europe</b>	Hassi R'Mel (Algérie)/Cordoue (Espagne)	Maroc	Enagas, SNPP Sonatrach, Transgas	1 650 dont : • Algérie : 520 • Maroc : 540 • Offshore : 45 • Andalousie : 275 • Estrémadure : 270	8,5 <sup>(1)</sup> 8,6 <sup>(2)</sup> 12,5 <sup>(3)</sup>	1996

(1) EIA ; (2) Brower ; (3) Nicholls.

Tableau 25. Gazoducs Medgaz et Galsi

Gazoduc	Trajet	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service prévue	Coût estimé (Md \$)
Medgaz	Béni-Saf (Algérie)/ Almeria (Espagne)	• Sonatrach : 36 %	210	8, augmentation à 16 possible (1) ; 4 au début, max. 16 (2)	mi-2009	• 1,2 (2) • 0,9 Md € (1)
		• Cepsa : 20 %				
		• Iberdrola : 20 %				
		• Endesa : 12 %				
		• Gaz de France : 12 %				
Galsi	Hassi R'Mel (Algérie)/Sardaigne/ Pescàia (Italie)	• Sonatrach : 38 %	900 dont : • Offshore : 600	• 8 (1) (3) (4) • 10 étaient initialement prévus (1)	2012 (3) (4)	2 (2)
		• Edison : 16 %				
		• Enel : 13,5 %				
		• Wintershall : 9 %				
		• Hera : 10 %				
		• Région Sardaigne/ Sfrs : 10 %				
Trans-Saharan Gas Pipeline, TSGP/ Trans-African Gas Pipeline/NIGAL	Warri (Nigeria)/ Hassi R'Mel (Algérie), puis Béni-Saf ou El Kala	Trans-Saharan Natural Gas Consortium (NIGEL) :	4 128 dont : • Nigeria : 1 037 • Niger : 841 • Algérie : 2 310		2015	+ de 10
		• Sonatrach				
		• Nigerian National Petroleum Cooperation				

Notes : (1) Brower ; (2) EIA ; (3) Galsi ; (4) Nicholls.

*Le transsaharien (Nigeria-Algérie)*

Enfin, le projet transsaharien mérite d'être mentionné. Il s'agit d'un projet de gazoduc partant du Nigeria, passant par le Sahara vers l'Algérie puis vers l'Europe du Sud, un projet pour le moins osé vu le risque d'attentats auquel il sera exposé. Ce gazoduc pourrait transporter à terme environ 30 milliards de m<sup>3</sup> par an sur une distance de 4 300 km. Toutefois, les évolutions récentes du rapprochement entre Gazprom et le Nigeria pourraient avoir comme conséquence que ce gaz-ci serait en réalité aussi labellisé Gazprom, et que Gazprom développerait avec Sonatrach un *hub* africain à Béni-Saf<sup>135</sup>.

Les relations énergétiques avec l'Afrique du Nord, qui comprennent aussi une connexion électrique sous-marine entre le Maroc et l'Espagne depuis 1998, sont caractérisées par une très grande stabilité. Un bémol est toutefois apporté par les risques introduits par le conflit frontalier Maroc-Algérie.

---

135. Soares [2007].



## IV. Le carrefour turc

### 1. Le rôle de la Turquie

Pourquoi traiter la Turquie séparément ? La raison en est double : son rôle de carrefour sur la carte des approvisionnements européens de l'après-guerre froide et la croissance rapide de son marché interne.

La Turquie détient un rôle géopolitique très important dans l'approvisionnement de l'UE de par les détroits, lieux de passage du pétrole russe et caspien, mais aussi en raison de son emplacement stratégique ; elle joue un rôle de carrefour tant pour le gaz que pour le pétrole, qui viennent d'origines diverses comme l'Irak du Nord, l'Iran ou la Caspienne. La Turquie devient donc, avec ces corridors Est-Ouest (ressources caspiennes et iraniennes vers l'UE) et Nord-Sud (ressources russes) un véritable pont énergétique entre plusieurs pays producteurs et l'UE. C'est la Turquie qui a mis fin à l'enfermement des ressources caspiennes avec l'ouverture du BTC, et c'est par Ankara que passera le gazoduc du Sud-Caucase, voire de la région entre l'Iran et l'Azerbaïdjan. Le port turc de Ceyhan, enfin, est un port d'importance mondiale et c'est le premier port pour l'exportation du pétrole irakien. Ceyhan est un port de transit pour nombre de matières premières et un point d'arrivée des gazoducs et oléoducs.

Dans des projets comme Nabucco, la position et l'attitude turques s'avèrent décisives<sup>136</sup>. South Stream, le projet russe,

---

136. Visite du coordinateur de l'UE van Aartsen en Turquie, « Turkey Pressed to Fall Into Line Over Gas Project », *Financial Times*, 11 février 2008.



contourne en revanche la Turquie. Enfin, sur le plan de la consommation interne, la Turquie, avec sa forte croissance, dispose d'un marché convoité. Ses ressources propres sont en train de s'amenuiser alors que, d'après les prévisions, sa consommation d'énergie primaire et d'électricité augmentera considérablement sur les 20 prochaines années. Ankara partage avec l'UE une grande dépendance à l'égard de la Russie, datant de l'époque soviétique : la Turquie dépend en effet à près de 70 % du gaz russe<sup>137</sup>.

## 2. Le transport du pétrole

Pour ce qui est de ses approvisionnements propres, la Turquie couvrirait ses besoins en pétrole principalement grâce à l'Irak (30 % environ), jusqu'à ce qu'elle se tourne après les sanctions onusiennes, vers l'Arabie Saoudite, l'Iran et la Libye. Quant au réseau pétrolier existant, elle dispose de trois liaisons principales, dont surtout l'oléoduc Irak-Turquie : doublé en 1987 mais bloqué par les sanctions dès 1990, il a repris un fonctionnement réduit depuis la fin des années 1990. Les raffineries de Batman et de Kirrikale sont reliées à la baie d'Iskenderun par le système Nord-Sud.

En 2005, l'ouverture de l'oléoduc BTC a désenclavé les ressources caspiennes pour les amener vers la Turquie et les marchés occidentaux. La Turquie entend, par ce projet, renforcer son influence et son emprise sur la Caspienne et l'Asie centrale et entre, ce faisant, en concurrence potentielle tant avec les États-Unis qu'avec – plus encore – la Russie mais aussi l'Iran. En ce qui concerne les oléoducs projetés, leur chance d'aboutissement est très réduite à l'heure actuelle, surtout pour la Transcaspienne qui reflète mieux que tout autre projet l'ambition d'hégémonie régionale des uns et des autres, et qui est bloquée et le sera encore pendant un temps indéfini par la controverse sur le statut juridique de la Caspienne. La seule exception est l'oléoduc Samsun-Ceyhan, en construction, qui permettrait de délester au moins partiellement le Bosphore.

---

137. G. Muizon, « Approvisionnement de la Turquie en gaz et pétroles : les enjeux régionaux », Direction des relations économiques extérieures, Ankara, septembre 2000.

Tableau 26. Turquie : a. oléoducs existants

Oléoduc	Capacité technique (mb/j)	Pétrole transporté (mb/j)	Prix du transit	En service depuis
Strategic Pipeline (North-South system)	1,4 <sup>(1)</sup>	0 actuellement <sup>(1)</sup>		1975
Kirkouk/Ceyhan	1 <sup>re</sup> ligne : 1,1 2 <sup>e</sup> ligne : 0,5 <sup>(1)</sup>	0,15 à 0,55 en juin 2006 <sup>(1)</sup>		
Bakou/Tbilissi/Ceyhan (BTC)	• 2008-2009 : 1 <sup>(1)</sup> • 1 <sup>(2)</sup> • 50 mt/an <sup>(3)</sup>	en moyenne 0,2 entre juin et septembre 2006, on attendait 0,5 au début de 2007 <sup>(1)</sup>	<p>Pour les membres du consortium et pour un transport de Sangachal à Ceyhan :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 3,3 \$/baril (2005-2010)</li> <li>• 4,6 \$/baril (2010-2016)</li> <li>• 5,5 \$/baril (2016-2029).</li> </ul> <p>La Turquie devrait gagner entre 140-200 millions \$ par an de frais de transit et d'opération.</p> <p>La Géorgie s'attend à toucher 112 millions \$ durant la période 2004-2008 et 566 millions \$ durant la période 2009-2019.</p>	Mai 2005

(1) EIA ; (2) ECS ; (3) Götz.

Tableau 26. Turquie : b. oléoducs en projet

Oléoduc	Trajet	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Capacité (mt/an)	Coût estimé (Md \$)
Kiyiköy/Ibrikhaba, Trans-Thrace	Kiyiköy (Turquie)/ Ibrikhababa (Turquie)	OJSC AK Transneft	193	60	0,9 <sup>(1)</sup>
Transcaspien	Turkménistan/ Azerbaïdjan/Turquie				

(1) Götz.

### 3. Le Bosphore : un problème européen pour le transport du pétrole

Une attention particulière devrait être portée par l'UE au Bosphore, théâtre de l'histoire européenne, liant l'Asie et l'Europe. Ce détroit de 13 km de long a vu transiter en 2005 3,1 millions de barils par jour à destination de l'Europe de l'Ouest et du Sud et du marché mondial. Parmi les 50 000 vaisseaux qui y naviguent par an se trouvent environ 550 pétroliers, dont seulement la moitié correspondent aux standards modernes<sup>138</sup>. Depuis l'effondrement de l'URSS, on assiste à une augmentation spectaculaire des volumes transportés par cette voie. Hélas, la convention de Montreux (1936) garantit le droit de libre passage par les détroits, et les seules restrictions que les Turcs peuvent faire valoir depuis 2002 sont la mauvaise météo et des problèmes écologiques. Si Ankara ne retire aucun avantage financier de ces passages, l'État assume en revanche la totalité des risques en raison d'un contrat rédigé il y a 80 ans dans un contexte désormais révolu. Istanbul, ville de 12 millions d'habitants, représente de par ses activités économiques 60 % du PIB turc. Tout incident sur le Bosphore et la ville aurait donc un effet immédiat sur la Turquie dans son ensemble. De fait, l'histoire récente témoigne de multiples accidents : du pétrolier roumain *l'Esperanza* en 1979 au pétrolier chypriote *Nassia*, en 1994, pour les deux accidents les plus importants, parmi 155 pour la seule période de 1988-1992. Bien qu'un nouveau schéma de navigation (*traffic separation schemes*, TSS) ait été introduit en 1999 et que l'Organisation maritime internationale (OMI) préconise un système de suivi des véhicules (*vehicule tracking system*), les risques demeurent très élevés. On estime que chaque année 20 tonnes de polluants empoisonnent chaque km<sup>2</sup> de la mer Noire, contre 3,8 km<sup>2</sup> en Méditerranée<sup>139</sup>. De multiples projets de contournement du Bosphore, aussi raisonnables les uns que les autres, ont été proposés mais se heurtent tous au même problème, aucun n'étant compétitif face à la gratuité de passage par les détroits. La Turquie s'est toutefois engagée sur

138. Cf. T. de Waal, « Bottleneck at the Bosphorus », *Financial Times*, 5 janvier 2008, p. 2.

139. Muizon et Gildas [2000, p. 63].

Tableau 27. L'oléoduc SCP en construction

Oléoduc	Trajet	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Capacité (mb/j)	Mise en service prévue	Coût estimé (Md \$)
Samsun-Ceyhan Pipeline (SCP)/ Trans-Anatolian Pipeline	Samsun (Turquie)/ Ceyhan (Turquie)	Trans-Anadolou Pipeline Company (TAPSCO) : • ENI 50 % • Calik Energy 50 %	555	• capacité initiale : 1 • capacité potentielle : 1,5 <sup>(1)</sup>	2010	1,5 <sup>(1)</sup>

(1) Calik /ENI.

la construction du tracé Samsun-Ceyhan. Mais sera-t-il utilisé ? N'absorbera-t-il pas avant tout ce qui ne peut déjà plus passer par le Bosphore congestionné, sans pour autant diminuer les volumes actuels ?

### **Les projets de contournement du Bosphore**

Outre le Samsun-Ceyhan, actuellement en construction, les variantes suivantes ont été proposées : un lien entre le port roumain de Constanta et le port adriatique d'Omisalj, ou de Trieste en Italie ; alternativement un projet d'oléoduc de Constanta ou du port bulgare de Bourgas, soit par la Macédoine vers le port albanais de Vlora, voire vers le port grec d'Alexandroupolis, ou enfin un oléoduc plus court du port turc de Kiyiköy vers Ibrikbaba ou Saros. Pour ce qui est du projet Bourgas-Alexandroupolis, il semble que les travaux pourraient commencer en 2008 suite à l'« accord sur la création de la société qui établira le projet d'oléoduc transbalkanique Bourgas-Alexandroupolis », signé pendant la visite de Vladimir Poutine à Sofia les 17 et 18 janvier 2008. Tous ces contournements du Bosphore sont pourtant coûteux en fret et en frais de transit, et leur utilisation n'est pas garantie. Tous les projets alternatifs délesteraient le Bosphore, tout comme par ailleurs le projet Drouzhba Nord, mais aucun d'eux n'a été intégré à la liste des projets prioritaires de l'UE.

La Turquie construit, comme il a déjà été mentionné, l'oléoduc de 560 km de Samsun à Ceyhan et a confié sa réalisation aux groupes Calik Energy (Turquie) et Eni (Italie) par décret présidentiel (avril 2006). Cette route, d'après Ankara, déletera les détroits de 50 % et transportera du pétrole russe. Un gazoduc parallèle est prévu<sup>140</sup>.

## **4. Les gazoducs vers et par la Turquie**

La Russie joue un rôle primordial dans l'approvisionnement gazier de la Turquie, qui connaît une substitution

---

140. R. Swann, « Eni joins Turkey's Calik in Plan to Build 1 Million/baril/day Line Bypassing Bosphorus », *Platts Oilgram News*, 10 novembre 2005.

Tableau 28. Les routes alternatives aux détroits

Gazoduc	Trajet	Opérateur	Longueur (km)	Capacité	Mise en service prévue	Coût (Md \$)
Bourgas-Alexandroupolis	Bourgas (Bulgarie)/ Alexandroupolis (Grèce)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consortium russe (Transneft, Rosneft et Gazprom à parts égales) : 51 %</li> <li>• Bulgarie : 24,5 %</li> <li>• Grèce : 24,5 %</li> </ul> (parts bulgares et grecques susceptibles d'être vendues)	279	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 700 000 b/j, potentiel de 1 mb/j <sup>(1)</sup></li> <li>• 1<sup>re</sup> phase : 15-23 mt/an</li> <li>• 2<sup>e</sup> phase : 35 mt/an <sup>(2)</sup>, 35-50 mt/an <sup>(3)</sup></li> </ul>	2010-2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 <sup>(3)</sup></li> <li>• 0,9 <sup>(1)</sup></li> <li>• 0,8 à 0,9 Md € <sup>(4)</sup></li> </ul>
Constanta/Trieste (South East European Line, Pan-European Oil Pipeline)	Constanta (Roumanie)/ Trieste (Italie)		1 300-1 400 dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Roumanie : 650</li> <li>• Slovaquie : 29</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 60-90 mt/an <sup>(5)</sup></li> <li>• 480 000-1 800 000 b/j <sup>(1)</sup></li> </ul>	2011-2012	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2,3 <sup>(1)</sup></li> <li>• 3 <sup>(5)</sup></li> <li>• 1,5 à 2,62 Md € <sup>(6)</sup></li> </ul>
Albanian-Macedonian-Bulgarian Oil Pipeline (AMBO)	Bourgas (Bulgarie)/ Vlore (Albanie)	AMBO Pipeline Cooperation	894 dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Macédoine : 273</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 30-40 mt/an <sup>(7)</sup></li> <li>• 750 000 b/j <sup>(1)</sup> <sup>(7)</sup></li> </ul>	2011	1,1 à 1,5 <sup>(1)</sup> <sup>(7)</sup>
Constanta/Vlore	Constanta (Roumanie)/ Vlore (Albanie)		900	38 mt/an		1,1 <sup>(8)</sup>
Kiyiköy/Ibrikbaba, Trans-Thrace	Kiyiköy (Turquie)/ Ibrikbaba (Turquie)	OJSC AK Transneft	193	60 mt/an		0,9 <sup>(8)</sup>

(1) EIA ; (2) <www.transneft.ru> ; (3) RBC ; (4) <www.bridge-mag.com> ; (5) Reuters ; (6) ENS ; (7) SET ; (8) Götz.

pétrole-gaz depuis les années 1980, à l'image de l'évolution européenne. La Turquie a en effet triplé, depuis 1997, sa consommation gazière et celle-ci est désormais supérieure à celle de pétrole<sup>141</sup>.

Suite à un accord datant de février 1984 entre Botas et Soyusgazexport, une quantité de 5 à 6 milliards de m<sup>3</sup> par an et pour 25 ans a été livrée par le gazoduc bulgare, partant du bras sud de Bratstvo par plusieurs branches jusqu'à Ankara. Ces livraisons débutèrent en 1987 et 70 % de leur montant fut soumis à une logique de compensation sur des produits turcs (*barter*). La capacité du gazoduc bulgare a été doublée en 1997 suite à un accord-cadre entre Gazprom et Botas, et une joint-venture russo-turque appelée Turusgaz fut créée après la visite du Premier ministre russe Viktor Tchernomyrdine<sup>142</sup>.

### ***Concevoir un lien direct : Blue Stream***

Néanmoins, des expériences néfastes avec des pays de transit ont amené la Russie et la Turquie à concevoir un lien direct par la mer Noire, Blue Stream. En effet, l'Ukraine avait interrompu ses livraisons en 1994, dans l'objectif de contraindre les Russes à payer leurs dettes de transit.

L'interprétation selon laquelle la Turquie devenait un consommateur régional important, qu'il fallait ainsi occuper ce marché et mettre en place un partenariat stratégique avec cet acteur convoité a amené le gouvernement Eltsine à construire le gazoduc Blue Stream, sous la mer Noire, et ce, dans des conditions géologiques très difficiles de par les reliefs et profondeurs très inégales du fonds maritime. Cette stratégie visait aussi à contrecarrer une hypothétique concurrence turkmène. Blue Stream constitue le premier lien direct entre les deux pays. Il s'est agit là d'une grave erreur d'appréciation de marché, comme l'admettront par la suite les responsables de Gazprom. En effet, lors des accords intergouvernementaux

---

141. Gaz naturel : 1 101,2 milliards de m<sup>3</sup> ; pétrole : 617,2 milliards de barils par an ; charbon : 86,3 millions de tonnes courtes ; électricité : 129 milliards de kWh [Source : <www.eia.doe.gov>].

142. Muizon (2000, p. 25-27).

entre Ankara et Moscou, en 1997, Moscou partait de l'hypothèse d'une croissance très importante de la demande turque qui n'aura finalement pas lieu. Un phénomène rarement vu par les pays consommateurs soucieux de garantir la sécurité des approvisionnements sera observé en Turquie : la mise en concurrence de plusieurs fournisseurs potentiels, l'Iran et la Russie, afin de baisser le prix. Ce conflit gaz-gaz avait commencé en Turquie dès 2003, quelques mois après l'ouverture de Blue Stream. Le gouvernement turc réclamait alors une révision et la réduction des contrats. En avril, Gazprom stoppait les livraisons, et ce, seulement deux mois après la mise en service du gazoduc. Ce dernier s'avérait dans un premier temps être un véritable désastre financier pour Moscou<sup>143</sup>. La crise est désormais dépassée et oubliée. Une nouvelle cérémonie solennelle a eu lieu fin novembre 2005 en présence des chefs d'État russe, turc et italien et la capacité maximale a été atteinte par la suite.

Un gazoduc de transit de la Caspienne vers les marchés européens et occidentaux a été ouvert en fin 2006 : il s'agit du BTE, parallèle au BTC, et qui, tout comme ce dernier, contourne la Russie. Les deux projets ont renforcé considérablement le rôle de transit de la Turquie ; ils sont présentés respectivement dans les chapitres gaz et pétrole.

### ***L'interconnexion gréco-turque***

Enfin, la mise en place de l'interconnexion gréco-turque fin 2007, avec un an de retard, doit être mentionnée. Passant par les Dardanelles, ce pont lie les deux réseaux et devrait, selon les termes du Premier ministre turc Recep Tayyip Erdogan, rapprocher les deux peuples. Il devrait fonctionner à pleine capacité en 2009<sup>144</sup>.

---

143. Cf., pour les détails de la négociation, Victor et Victor (2004, p. 19).

144. Fink (2006, p. 2).



Tableau 29. Gazoducs vers la Turquie et le Blue Stream

Gazoduc	Trajet	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	En service depuis
Bratstvo (sud)/Trans-Balkan (gazoduc bulgare)	Russie/Ukraine/ Bulgarie/Turquie	Gazprom pour la partie russe		1987 (arrivée de gaz en Turquie)
Blue Stream	Izobilnoye (Russie) – Ankara (Turquie)	Gazprom, ENI, Botas	1 218 dont : • Russie : 357 • Offshore : 378 • Turquie : 483	Décembre 2002, inauguration officielle en novembre 2005
Bakou/Tbilissi/Erzurum (BTE)/ South Caucasus Pipeline (SCP)/Shah-Deniz Pipeline	Shah Deniz (Azerbaïdjan)/ Erzurum (Turquie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Propriétaires : <ul style="list-style-type: none"> <li>– BP : 25,5 %</li> <li>– Statoil : 25,5 %</li> <li>– SOCAR : 10 %</li> <li>– Lukoil : 10 %</li> <li>– Total : 10 %</li> <li>– OIEC : 10 %</li> <li>– TPAO : 9 %</li> </ul> </li> <li>• Opérateurs : BP et Statoil</li> </ul>	883 dont : • Azerbaïdjan : 442 • Géorgie : 248 • Turquie : 193	15/12/2006
Iran/Turquie	Tabriz (Iran)/ Ankara (Turquie)		1 200	Janvier 2002

Tableau 30. Les projets de gazoducs vers la Turquie

Gazoduc	Trajet	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Mise en service estimée	Coût estimé
Nabucco	Frontière Géorgie-Turquie et/ou Frontière Iran-Turquie/ Baumgarten (Autriche)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• OMV : 20 %</li> <li>• MOL : 20 %</li> <li>• Transgaz : 20 %</li> <li>• Bulgargaz : 20 %</li> <li>• Botas : 20 %</li> </ul>	env. 3 300	2012	<ul style="list-style-type: none"> <li>• env. 5 Md € <sup>(1)</sup></li> <li>• 5,35-5,8 Md \$ <sup>(2)</sup></li> </ul>
Transcaspian	Turkménistan/ Turquie	Botas	1 700 dont : • Offshore : 230		2-3 Md \$ <sup>(2)</sup>
Irak/Turquie	Kirkouk (Irak)/ Ceyhan (Turquie)	Botas, TPAO			

(1) &lt;www.nabucco-pipeline.com&gt;; (2) EIA

## ***Nabucco et la Turquie***

Le projet le plus politique du moment est Nabucco, qui a fait l'objet d'une longue discussion dans le chapitre gaz, et pour lequel le comportement turc est pour le moins considéré contradictoire, voire peu constructif. Si la société Botas fait partie du consortium pour Nabucco, la Turquie a pour l'instant refusé d'accepter l'accord-cadre financier pour l'utilisation du gazoduc, a coupé les approvisionnements à la Grèce, suite à une réduction de ses approvisionnements propres en provenance de l'Iran, et a également empêché, pour des raisons politiques, l'entrée de Gaz de France dans le consortium de Nabucco. Le coordinateur européen pour les projets de gazoduc en Europe du Sud a mis en garde la Turquie lors d'une visite en février 2008 en critiquant ouvertement son manque de coopération<sup>145</sup>.

## **5. Conclusion**

Le rôle de la Turquie, véritable interface pour les approvisionnements énergétiques européens, ne peut être sous-estimé ; son impact ne cessera de croître au rythme des relations établies avec la région caspienne, l'Asie centrale et l'Iran. Que la Turquie puisse abuser de son emplacement pour faire pression sur d'autres dossiers (comme l'adhésion à l'UE) est une impression récente nourrie par le refus de l'entrée de Gaz de France dans le consortium de Nabucco, son manque de coopération dans l'élaboration des conditions cadre ou encore la coupure récente à la Grèce. Dans le même temps, l'absence d'un intérêt européen pour la problématique du Bosphore n'est pas justifiable. L'UE doit donc développer un véritable partenariat énergétique avec la Turquie en incluant des dossiers tels que la problématique des détroits. Elle doit également accepter que la Turquie fasse partie désormais, dans le contexte post-guerre froide, de ces pays qui, hélas, disposent d'une capacité de nuisance dans la sécurité de l'approvisionnement énergétique européen, aux côtés de l'Ukraine par exemple.

---

145. E. Crocks, « Turkey Pressed to Fall Into Line Over Gas Project », *Financial Times*, 11 février 2008, p. 5.



## V. Conclusion et perspectives

Si les chapitres précédents ont présenté les infrastructures existantes et programmées pour le gaz et le pétrole, cette dernière partie vise à constituer un aperçu d'ensemble. Elle reprend, sous la forme de six constats, les éléments clés du contexte dans lequel évoluent ou périssent les projets d'infrastructures. Qu'enseigne la carte des tracés ? À quelles demandes répondent les itinéraires choisis tout comme ceux délaissés, au moins pour le moment ?

Hayes et Victor (2006) ont identifié quatre facteurs, déterminants d'après eux, en dehors de la pure logique commerciale, pour la réalisation des projets. Il s'agit de l'environnement pour l'investissement (*investment context*) ; des risques de marché (quantité et prix) ; de la relation géopolitique entre producteur, pays de transit et consommateur, importante tant pour les gouvernements que pour les investisseurs privés ; et enfin les pays de transit.

Nous avons fait apparaître ces facteurs dans les analyses précédentes et les reprenons dans les six constats suivants.

### 1. Le contexte communautaire

#### ***Les infrastructures énergétiques, vecteur d'intégration, et le besoin en interconnexions***

Les réseaux de transport d'hydrocarbures, établis depuis les années 1950, constituent un facteur fort de l'intégration européenne. Ces infrastructures représentent un capital euro-

péen à soigner, au travers des investissements et d'innovations. Néanmoins, la carte révèle une logique nationale toujours importante, qui se solde par l'absence d'interconnexions et renforce ainsi une logique et une approche de marché national. On doit se demander si la mise en place d'interconnexions n'aura pas un effet plus bénéfique sur la concurrence au sein du marché commun que la séparation patrimoniale (*unbundling*).

### ***Infrastructures et pays tiers***

Les pipelines constituent un facteur d'intégration puissant avec des régions extracommunautaires, tant avec les producteurs (Norvège, Russie, Algérie) qu'avec les pays de transit. Le potentiel du partenariat avec la Norvège, bien que pays membre de l'EEE, s'avère inexploité pour le moment, non seulement dans l'approvisionnement avant tout gazier mais aussi pour la mise en place de la politique énergétique européenne. Ce pays représente sans doute le partenaire le plus fiable, le plus proche et le plus compétent à l'égard des innovations. Ainsi, ses exploits dans l'Arctique, utilisables pour le développement du gisement de Chtokman, mais aussi le développement des nouvelles technologies pour le captage et le stockage du carbone, le développement durable, l'exploitation du GNL et l'efficacité énergétique devraient faire partie de l'agenda européen... Pourtant, les réunions annuelles du partenariat UE-Norvège, mises en place en 2005, n'ont pas été poursuivies en 2006 et 2007.

### ***Les dangers d'une labellisation hâtive et d'un marketing contradictoire***

Les aléas du projet Nabucco et les attitudes inconstantes de nombre de pays membres ont mis en évidence, en 2007, que l'UE doit se garder de labéliser de manière trop hâtive un projet comme « prioritaire ». Une telle démarche risque de nuire à son image et à la crédibilité de son argumentaire et de ses projets. Ce risque est d'autant plus important que la politique énergétique européenne est encore largement une mosaïque des politiques nationales de ses États membres. La

labellisation d'Odessa Brody est un exemple de mauvaise pratique en ce sens, réalisée dans un contexte trop politisé. Comme les infrastructures énergétiques se situent à cheval entre les logiques commerciales et politico-diplomatiques, l'UE doit avancer de manière très prudente sur ce terrain, veiller à son image en intitulant un projet prioritaire, par exemple.

### ***Agenda européen pour les infrastructures***

Le développement du GNL et des technologies innovantes devrait arriver en tête de l'agenda de l'UE. La stratégie de Lisbonne entre ainsi en jeu, et on se souviendra du slogan de l'après-première crise pétrolière : « Nous n'avons pas de pétrole, mais nous avons des idées ». Prioritaire devrait être également le soutien à l'augmentation de l'efficacité énergétique dans les pays producteurs, notamment en Russie et en Iran, par des transferts de technologie, le tout dans un intérêt propre européen (car les consommateurs concurrents sont avant tout les producteurs qui gaspillent leurs ressources) ; une action normative et environnementale sur la protection du Bosphore par un effort commun sur les voies alternatives aux détroits ; et enfin l'augmentation des interconnexions, surtout entre la « nouvelle » et la « vieille » Europe. Ces dernières, néanmoins, se heurtent de nouveau aux préoccupations écologiques, comme dans les Alpes ou les Pyrénées.

Quant au prix du gaz, héritage de Groningue, les pays de l'UE se trouvent face à un véritable dilemme : si la longue durée des contrats gaziers renforce la sécurité d'approvisionnement, l'indexation qui va de paire rend néanmoins toute concurrence pétrole-gaz impossible. Ainsi, les propositions du rapport Chevalier/Percebois consistant à indexer le gaz sur une corbeille des matières premières doivent devenir la position communautaire, dans son intérêt propre.

Le développement du GNL et l'augmentation des interconnexions aideront à la mise en place d'une logique de concurrence bénéfique et permettront de diversifier les approvisionnements, aussi au sein de l'UE où les dépendances des uns et des autres sont très inégales.

## **2. Le contexte européen : les liens énergétiques de l'après-guerre froide toujours en évolution**

Quelle *grille de lecture* utiliser pour le grand nombre de projets faisant l'objet de la présente étude ?

L'heure est aux liens directs, à l'image de Blue Stream, de Nord Stream, voire à la diversification des dépendances, en échangeant ces pays de transit qui sont devenus encombrants (Ukraine, Pologne) par d'autres (Serbie, Bulgarie, Hongrie).

Les théâtres lointains comme la Bolivie ne préoccupent pas spécialement l'UE. Proches sont en revanche la Russie, l'Asie centrale et le Caucase, l'Algérie, le Nigeria et le Nord européen, la Norvège avant tout. Les débats du moment sont tous liés directement ou indirectement à la Russie. Des sondages révèlent la peur des Européens quant aux intentions de Moscou et de Gazprom<sup>146</sup>. Nous avons souhaité insister sur l'importance d'autres théâtres, dont notamment le Nord européen, ainsi que sur le rôle de la Turquie. La présente étude met en évidence des changements peu connus du grand public, comme celui de la préférence à Primorsk au détriment des États baltes ou de la mise en place de liens directs à l'image de Blue Stream.

Bien que les liens énergétiques se tissent et que des projets émergent, parfois les plus fantaisistes, l'absence d'institutions et de lieux pour ces débats reste un fait préoccupant. Ni la Charte de l'énergie, ni Inogate n'ont su combler leur absence, et il semble que les partenariats stratégiques entre l'UE et ses fournisseurs principaux occupent la place en attendant. L'instauration de partenariats complémentaires avec les grands pays d'interface, comme avec la Turquie, paraît évidente et nécessaire.

## **3. La problématique du transit et le rôle normatif de l'UE**

La dislocation du bloc soviétique a accentué la problématique du transit en Europe et a fait émerger la Turquie comme pays de passage incontournable pour les acheminements énergétiques européens.

---

146. J. Thornhill, « Western Fears on Russian Energy », *Financial Times*, 18 février 2008.

Les ruptures physiques des réseaux de transport énergétique suite aux crises avec les pays de jonction (Ukraine en 2006, Biélorussie en 2007) ont mis l'UE face au dilemme que constitue sa relation avec les pays de transit : soutenir ou non Nord Stream ? Mettre l'accent ainsi sur la sécurité des approvisionnements et surtout la diversification des routes ? Alors que Nord Stream a été intégré dans la liste des projets prioritaires, l'UE, qui a accueilli en 2004 les pays contournés par ce projet, doit tenir compte de leurs intérêts et de leur sécurité d'approvisionnement. Se préoccuper des tarissements potentiels des flux par Jamal et Drouzhba en fait partie au même titre que la mise en place des interconnexions déjà évoquées. Signaler clairement à la Russie, comme cela a été fait en mai 2007 à Samara, que toute action contre la Pologne était une action contre l'UE dans son ensemble fait partie également de cette approche de communauté. À long terme, son action doit être normative et elle doit ainsi contribuer à ce que les règles du jeu soient respectées par les acteurs. Mais comment y parvenir, et ceci surtout rapidement, sur fond de crises ?

Pour ce qui est de la relation avec la Turquie, l'UE doit s'attendre à ce qu'Ankara utilise sa capacité de nuisance comme pays de transit pour faire pression sur le dossier de l'adhésion. L'exclusion de Gaz de France du projet Nabucco tout comme le comportement turc face à ce projet justifient ce propos. Là encore, l'action normative et le respect des contrats doivent cadrer le comportement des uns et des autres et contribuer à la confiance indispensable pour les projets à long terme que sont les infrastructures énergétiques.

#### **4. Consommateurs concurrents et efficacité énergétique**

Le débat sur les « consommateurs concurrents », notamment l'Asie qui présente une dépendance excessive au Moyen-Orient, et ce, face aux réserves de l'ex-URSS, est en cours. Un regard sur les tableaux et les cartes relativise ce fait, au moins pour le moment. La priorité de la Russie pour le marché européen y apparaît clairement pour le gaz, moins pour le pétrole. L'Asie centrale, en revanche, se positionne autrement et garde ouvertes les options vers les quatre points cardinaux. L'Union européenne a donc un intérêt à soigner ce lien, et la



nomination de l'envoyé spécial Pierre Morel en était un premier pas dans la bonne direction, surtout vu son étroite interaction avec la Direction générale Transports et Énergie.

Comme cela a été évoqué dans le premier paragraphe, les consommateurs concurrents souvent négligés sont les producteurs eux-mêmes, du fait de leur croissance économique et surtout de leur inefficacité énergétique. L'action communautaire est indispensable sur ce dossier, tant dans un intérêt propre que pour améliorer les liens entre fournisseurs et producteurs. Il faut ainsi saluer le fait que le thème fait désormais partie du partenariat stratégique UE-Russie.

## 5. Dépendance ou interdépendance avec la Russie ?

La question de la Russie et de Gazprom a été nécessairement l'un des fils rouges de la présente étude. Le fait est que l'Europe communautaire et la Russie ont développé depuis les années 1970 une relation d'interdépendance basée sur la sécurité d'approvisionnement et la garantie de la consommation. La Russie est tout aussi dépendante de sa première place d'exportation et de la fiabilité de son partenaire que le consommateur UE. Les exemples de quelques gazoducs comme Blue Stream ont démontré que la loyauté et la prévisibilité d'un client ne sont jamais acquises, ce qui augmente en revanche la valeur de l'UE pour Moscou. Dans le même temps, la taille de Gazprom (malgré un chiffre d'affaires infiniment moins important que celui d'entreprises comme Exxon Mobil), les ressources et réseaux que l'entreprise contrôle et sa stratégie d'expansion très habile incluant la division des États membres, leur mise en concurrence au lieu de leur coopération, effraient à l'heure actuelle en UE. S'il faut donc s'abstenir de jugements précipités sur des dossiers comme les coupures gazières à l'égard de l'Ukraine, il faut en même temps, sans diabolisation, mesurer les intérêts propres des uns et des autres. D'un côté, dans un intérêt propre communautaire bien défini, la prise de participation de plus en plus importante de Gazprom dans les infrastructures sur le sol européen ne saurait être acceptée, et c'est l'objectif d'une des mesures présentées avec la séparation patrimoniale (*unbundling*). D'un autre côté, les expériences historiques mettent en lumière la fiabilité de l'URSS, puis de

la Russie. Aucune coupure d'approvisionnement n'est jamais intervenue même aux moments les plus difficiles comme la fin des années 1970 (Solidarnosc, Afghanistan, etc.) ou lors de l'effondrement de l'URSS. Il faut distinguer l'intérêt propre de la Russie de celui de Gazprom et éviter les attitudes suspicieuses qui ne parviendraient qu'à « diaboliser » le « russe », sources de perceptions négatives dont l'histoire du xx<sup>e</sup> siècle est riche. Considérer les intérêts partagés, propres et ceux des autres devrait servir de base à une telle relation, dédramatisée et encadrée à la fois par un partenariat stratégique renégocié et augmenté d'un chapitre énergie en 2008-2009. Une préoccupation prioritaire pour la Russie comme pour l'UE doit être la demande croissante européenne, ainsi que le développement des infrastructures, des gisements, de l'efficacité énergétique et des relations avec les pays de transit. Les analystes sont en effet d'avis que ce sont les infrastructures de transport, et non les quantités disponibles de la Russie et de la CEI, qui limiteront l'approvisionnement pétrolier : si les capacités d'extraction sont suffisamment développées pour le moment, on assiste à une certaine négligence quant à l'extension des infrastructures. L'ouverture de nouveaux ports et d'oléoducs dans la mer de Barents et en Sibérie orientale évolue beaucoup moins vite que prévu. La situation pour le gaz est inverse, dans la mesure où les infrastructures suffisent à l'heure actuelle, mais les gisements ne sont pas assez développés.

## **6. La leçon de l'expérience soviétique pour la relation UE-Iran... bâtir un partenariat ?**

La mise en place des pipelines traversant le rideau de fer dès avant la chute du mur de Berlin, reliant progressivement l'Est et l'Ouest européens, au grand dam de l'Administration Reagan, permet deux conclusions. L'approvisionnement énergétique européen est avant tout régional et lié à la Russie, qui exporte 90 % de ses hydrocarbures vers l'UE. La Communauté européenne a bien compris son intérêt propre dans les années 1970 en parvenant à s'accorder avec l'URSS. On peut se demander si celle-là avait agi alors cyniquement en coopérant avec un régime autoritaire et non démocratique ou sur la base de la formule des années de détente, « le changement par le

rapprochement ». On peut également s'interroger, vu l'expérience communautaire, sur la relation avec l'Iran, pays traditionnellement proche de l'Europe mais gouverné par un régime autoritaire à l'heure actuelle. Ne faudrait-il pas faire la part des choses entre la longue et la courte durée et bâtir ainsi une relation énergétique qui serait à la fois un lien vers l'avenir de l'Iran post-autoritaire et un facteur pour que Téhéran tourne au plus vite la page de l'autoritarisme ? L'expérience de la coopération avec l'URSS pourrait-elle servir de modèle à cet égard ? Le renforcement et la mise en place des infrastructures passant par la Turquie, le carrefour européen, seront d'autant plus importants que l'Iran, à l'image de certains pays de l'Asie centrale, pourrait choisir d'approvisionner l'Asie au détriment de l'Europe. Il reste néanmoins la délicate question d'un fragile consensus européen et international, face au programme nucléaire iranien : serait-il menacé si l'on amplifie les champs de coopération, si l'on opte « pour une nouvelle politique face à l'Iran », comme le suggère l'ancien directeur de la *Stiftung Wissenschaft und Politik* et de l'*International Institute for Strategic Studies*, Christoph Bertram<sup>147</sup> ? Et éviter ainsi que les uns ou les autres fassent cavalier seul, comme la Suisse, en signant un contrat gazier avec Téhéran, sur 5,5 milliards de m<sup>3</sup>, dès 2009<sup>148</sup>.

\*  
\*\*

Les générations futures regarderont peut-être les gazoducs et oléoducs comme nous contemplons les aqueducs antiques et de l'Empire romain... un héritage du passé, avant tout. Mais, de même que les aqueducs ont façonné les relations entre pays et contribué à l'évolution des civilisations, les liens énergétiques le font à leur tour.

Enfin, tant pour l'euroseptique que pour l'Européen convaincu, le grand nombre de lignes, les réseaux énergétiques européens, invisibles dans la vie de tous les jours et les mécanismes d'entraide ont de quoi fasciner... Parfaire cette carte européenne de l'énergie, sur laquelle est toujours inscrit comme sur un mur fantôme le partage de la guerre froide, reste un défi.

147. Ch. Bertram, *For a new Iran Policy*, Londres, CER, « CER Bulletin », n° 59, avril-mai 2008.

148. Suisse-Iran : gros contrat gazier signé. RSR. ch, 18 mars 2008

## Table des illustrations

### Cartes

Le gaz en Europe .....	5
Gaz et pétrole : comment les acheminer vers l'Europe ?	6
Le pétrole vers l'Europe .....	8
1. Oléoduc Drouzhba .....	27
2. Transport par pétrolier et consommation européenne de pétrole .....	41
3. Les infrastructures d'exportation des ressources de la Russie et de la CEI : quelle place pour les consommateurs concurrents ? .....	45
4. Capacités d'exportation de gaz des principaux producteurs vers l'UE, la Suisse et les Balkans.....	77

### Graphiques

1. Évolution du prix de transit en Ukraine, 1992-2006.....	31
2. Consommation pétrolière des quatre plus grands consommateurs européens.....	38
3. Part des importations pétrolières dans la consommation énergétique, UE-Norvège, 1965-2020 .....	40
4. Exportations de la Norvège.....	40

### Tableaux

1. Importations de pétrole brut en 2006, par pays ou zone géographique d'origine .....	36
2. Oléoduc Norpipe Oil .....	41

3. Exportations du pétrole russe en 2006 .....	43
4. Oléoduc Drouzhba.....	46
5. Nouvelles infrastructures et constructions au Nord : le BPS, le port de Primorsk et l'enjeu baltique .....	50
6. Les projets de la mer de Barents .....	51
7. Oléoduc Bakou-Tbilissi-Ceyhan (BTC) .....	58
8. Importations de gaz naturel vers l'UE-27 en 2006, par pays d'origine.....	62
9. Le gaz dans l'UE-25 et les nouveaux États membres : une dépendance inégale face à la Russie .....	63
10. GNL : évolution probable des capacités de regazéifi- cation de l'UE-27 .....	66
11. Évolutions possibles des capacités de regazéification dans l'UE-27 .....	67
12. Les interconnexions Royaume-Uni / Europe conti- nentale.....	73
13. Les gazoducs norvégiens.....	79
14. Les projets Norvège / région Baltique .....	81
15. Les routes russes d'exportation de gaz vers l'Europe centrale et orientale.....	85
16. Gazoducs entre la Russie et l'Europe, via l'Ukraine, la Biélorussie et la Finlande.....	88
17. Gazoduc Nord Stream.....	91
18. Alternatives à Nord Stream .....	96
19. La Transcapienne.....	101
20. Gazoducs reliant la Russie et les ex-républiques soviétiques à l'Europe, via la Turquie ou la mer Noire .....	101
21. Les gazoducs en projets .....	103
22. Comparaison entre les gazoducs Nabucco et South Stream.....	107
23. Gazoduc White Stream.....	112
24. Gazoducs liant l'Afrique du Nord à l'Union euro- péenne.....	115
25. Gazoducs Medgaz et Galsi.....	116
26. Turquie : a. oléoducs existants.....	121
26. Turquie : b. oléoducs en projet.....	121

27. L'oléoduc SCP en construction .....	123
28. Les routes alternatives aux détroits.....	125
29. Gazoducs vers la Turquie et le Blue Stream.....	128
30. Les projets de gazoducs vers la Turquie.....	128



## ANNEXES

- I. Glossaire et abréviations
- II. Variété des unités gazières
- III. Bibliographie
- IV. Données statistiques pour le pétrole
- V. Tableaux des oléoducs vers l'Union européenne
- VI. Comparaison des tarifs de transit en hydrocarbures
- VII. Données statistiques pour le gaz naturel
- VIII. Tableaux des gazoducs vers l'Union européenne
- IX. Prix de transit (« transit fees »)
  - X. Terminaux méthaniers en Europe et dans les pays fournisseurs proches
- XI. Gazoducs et oléoducs vers la Turquie

### I. Glossaire et abréviations

AIE	Agence internationale de l'énergie (en anglais IEA : International Energy Agency), fondée en 1974 dans le cadre de l'OCDE.
BAM	Baïkal Amour Magistral, ligne ferroviaire reliant la partie occidentale de la Russie (lac Baïkal) et l'Extrême-Orient russe (rivière Amour) en traversant la Sibérie.
Baril	Unité de mesure internationale pour les quantités de pétrole : équivaut à 159 litres de pétrole ; une tonne métrique demande de 7 à 7,5 barils. La production se mesure généralement en barils par jour (b/j). Tonneau serait une traduction plus correcte de <i>barrel</i> en français (mais elle n'est pas utilisée). Origine de baril : 1860-1870, quand le pétrole était transporté dans les tonneaux pour d'autres matières (huile, sel, poisson, etc.) mais de même taille.
BPS	Baltic Pipeline System.
BTC	Oléoduc Bakou/Tbilissi/Ceyhan.



- Brent Dénomination d'un gisement de pétrole brut de la mer du Nord, avec son prix côté à Londres (le nom du Brent est utilisé pour la région).
- Choke points (littéralement : points d'étranglement) Détroits par lesquels passent les pétroliers (et méthaniers) et le transport maritime en général. Ormouz dans le golfe Persique : presque tout le pétrole du Moyen-Orient y passe. Malacca entre la Malaisie et Singapour : route principale du transport pétrolier, GNL et autres produits de l'Ouest vers la Chine et l'Asie du Sud Est. D'autres Choke points sont moins critiques : Suez, Bosphore et le canal de Panama.
- CPC Caspian Pipeline Consortium.
- DG TREN Direction générale Transports et Énergie, Commission européenne.
- Downstream/upstream Downstream est l'accès aux marchés, upstream l'accès aux sources.
- EIA Energy Information Administration (États-Unis), centre de statistiques appartenant au Département américain de l'Énergie, et chargé d'établir des données, des prévisions, et de faire des analyses pour éclairer la prise de décision sur les questions énergétiques. L'EIA réalise des études par pays et zones géographiques.
- ECS Energy Charter Secretariat, chargé d'accomplir les missions qui lui sont assignées sous la Charte de l'Énergie, afin d'instaurer par des accords multilatéraux une sécurité énergétique. (ECS est souvent utilisé dans les sources)
- GNL Gaz naturel liquéfié, obtenu par refroidissement du gaz naturel à - 162 degrés, ce qui réduit le volume du gaz à 1/600<sup>e</sup> de son volume initial.
- Inogate Interstate Oil and Gas Transport to Europe. Accord signé en 2001 par des pays de l'ex-URSS sur des principes de coopération dans les projets de transport de pétrole et de gaz vers l'Europe. En sont membres : Albanie, Arménie, Azerbaïdjan, Biélorussie, Bulgarie, Croatie, Géorgie, Kazakhstan, Kirghizstan, Macédoine, Roumanie, Tadjikistan, Turkménistan, Ukraine,

	Ouzbékistan, Lettonie, Serbie, Monténégro, Slovaquie, Turquie (< <a href="http://www.inogate.org">www.inogate.org</a> >, secrétariat à Kiev).
Mb/j	Millions de barils par jour : Calcul de quantité de pétrole, 50 mb/j = 1 million de tonnes ; plus exact : 49 mb/j = 1 million de tonnes de pétrole (erreur de calcul de 2 %).
Md m <sup>3</sup> /an	Milliards de mètres cubes par an.
MoU	Memorandum of Understanding : lettre d'intention.
Mt	Millions de tonnes. Mt/an : millions de tonnes par an.
Mtep	Millions de tonnes équivalent pétrole.
NEGP	North European Gas Pipeline. Aujourd'hui : Nord Stream.
PSA	Production Sharing Agreement (accord de partage de production).
Réserves	Distinction, pour les réserves des hydrocarbures, de la manière suivante : trois catégories de réserves : réserves prouvées, probables, possibles. Prouvées = existantes et récupérables avec les techniques d'aujourd'hui (sûres à 90 %) ; probables = quantités additionnelles prouvées par informations géologiques et techniques (sûres à 50 %) ; possibles = gisements aujourd'hui inconnus voir pétrole non conventionnel (schistes, sables, etc.) (sûres à 10 %).
Spot	Marché où s'effectuent les transactions de l'énergie à court terme (allant d'une journée à trois années) ; spot = vente d'une quantité donnée de produit donné à enlever à une date précise, un lieu précis, un prix convenu (différent du prix long terme). Le marché du pétrole est dominé par les marchés des spots, tandis que le marché du gaz est régional, et caractérisé par l'existence des marchés de spot et surtout de l'indexation sur le prix du pétrole, des contrats long terme.
TEN	Trans-European Network.
tep/bep	Tonne équivalent pétrole. Les différentes énergies sont calculées selon leur contenu énergétique en tep. L'équation est : 1 tep = 7 barils de pétrole = 1,5 tonne de charbon = 1 000 m <sup>3</sup> de gaz naturel. Les unités de mesure sont très variées dans l'industrie gazière, et

on travaille normalement avec des tableaux de conversion (voir annexe). Il est plus répandu de travailler en barils équivalent pétrole (bep) : la valeur énergétique d'un baril de pétrole équivaut à celle de 170 m<sup>3</sup> de gaz ; environ 1 litre de pétrole équivaut à 1 m<sup>3</sup> de gaz naturel. 1 Gm<sup>3</sup> = 5,9 Mbep.

Tonne courte (US ton), <i>short ton</i> :	907,1847 kg (2000 pounds)
Tonne longue (ton), <i>long ton</i> :	1016,0469 kg (20 <i>underweights</i> ou 2240 pounds)
TOP	<i>Take or Pay</i> . Contrat de l'industrie gazière dans lequel l'acheteur s'engage à acheter chaque année une quantité déterminée. Il la règle même s'il ne l'enlève pas. Garantie pour le producteur, donc contrat à moyen ou long terme.
TNK-BP	Joint venture Tjumenskaja Neftjanaja Kompanija – British Petrol.
UTB	Unité thermique britannique, unité de chaleur pour mesurer le pouvoir calorifique du gaz naturel, donc unité de calcul pour le prix du gaz naturel en dollar par million de BTU.

## II. Variété des unités gazières

À la différence du pétrole, qui est mesuré soit en barils, soit en tonnes (1 baril ≈ 0,136 tonne), le secteur du gaz démontre une grande variété des unités de mesure utilisées. Selon le pays et l'origine sont utilisés comme critères :

- le volume gazeux, en m<sup>3</sup> ou en pieds cubes,
- la teneur énergétique - qui peut se mesurer en tonnes métriques, tonnes équivalent pétrole (tep) ou en barils équivalent pétrole (bep), en joules (industries australienne et néo-zélandaise), en Unités thermiques britanniques (UTB), en thermies (parfois en France), ou même kilowatt/heure (Gaz de France),
- la masse, exprimée soit en tonnes métriques, soit en tonnes américaines (907 kg). La mesure par masse est habituelle pour la capacité des terminaux de GNL,

– le volume, une fois liquéfié, mesuré en m<sup>3</sup>, gallons, pieds cubes. C'est la mesure habituelle pour mesurer la capacité des méthaniers.

Le plus grand problème des différentes unités est la conversion volume-énergie : ces derniers ne sont pas constants, d'un mètre cube de gaz sorti du gisement vers un mètre cube de méthane pur.

Des tableaux de conversion (pour du gaz naturel pur, presque méthane) permettent d'établir l'équivalent de 1 milliard de m<sup>3</sup> (G.m<sup>3</sup>) dans les autres unités.

### III. Bibliographie

#### 1. Documents généraux

##### 1.1 Documents de référence et statistiques générales

Commission européenne et SG/HR Javier Solana (2006), « Une politique extérieure au service des intérêts de l'Europe en matière énergétique », *document de la Commission et du SG/HR pour le Conseil européen*, disponible sur <ec.europa.eu>.

Commission européenne (2005), « EU-Russia Energy Dialogue », *a sixth joint progress report*, disponible sur <ec.europa.eu>.

– (2005), *Livre vert sur l'efficacité énergétique : comment consommer mieux avec moins*, disponible sur <ec.europa.eu>.

– (2005), *Energy + Transport in Figures*, disponible sur <ec.europa.eu>.

– (2003), *Communication de la Commission au Conseil et au Parlement sur l'élaboration d'une politique énergétique pour l'Union européenne élargie, ses voisins et partenaires*, disponible sur <ec.europa.eu>.

– (2000), *Livre Vert : vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique*, disponible sur <ec.europa.eu>.

– *The European Neighbourhood policy – Overview*, disponible sur <ec.europa.eu>.

Devlin, B. (2004), *International perspectives regarding security of supply – development within EU*, Istanbul, Direction Générale de l'Énergie et des Transports de la Commission européenne, séminaire sur le gaz naturel dans le Sud Est de l'Europe, 5 mai.

Direction Générale des Relations extérieures de la Commission européenne (2007), *External Energy Policy*, disponible sur <ec.europa.eu>.

Eurostat (2004), *Energie : statistiques annuelles – données de 2002*, disponible sur <epp.eurostat.ec.europa.eu>.

Interstate Oil and Gas Transport to Europe (2003), *Maps - Crude oil pipelines*, disponible sur <ec.europa.eu>.

Linde, C. (van der) (2007), « Old fears and new dilemmas in a larger Union », in A. Sapir, *Fragmented Power: Europe and the Global Economy*, Bruxelles, Bruegel Books.

US Energy Information Administration (EIA), *Regional Indicators: European Union (EU)*, disponible sur <ec.europa.eu>.

### 1.2. Pages Internet sur l'énergie

Charte de l'Énergie : <www.encharter.org>.

Commission européenne sur l'énergie : <ec.europa.eu/energy>.

Direction Générale de l'Énergie et des Transports : <ec.europa.eu/dgs/energy\_transport, relations internationales, pétrole, gaz, charbon, réseaux transeuropéens.

Fondation Jamestown: <www.jamestown.org>.

Interstate Oil and Gas Transport to Europe: <www.inogate.org>.

Oil&Gas Journal: <www.ogj.com>.

Petroleum Economist: <www.petroleum-economist.com>.

U.S. Energy Information Administration: <www.eia.doe.gov>.

### 1.3. Centres d'études

Centre for European Policy Studies (2007), *The EU-Russia WTO Deal: Balancing Mid-term and Longer-term Growth Prospects?*, CEPS, disponible sur <www.ceps.be>.

Clingendael Netherlands Institute of International Relations, *Clingendael Energy Papers*.

Clingendael International Energy Program (2004), *Natural Gas Supply for the EU in the Short to Medium Term*, La Haye, Clingendael Institute.

Clingendael International Energy Programme (2004), *Study on Energy Supply Security and Geopolitics*, rapport final pour la DG Energie et Transport, La Haye, Clingendael Institute.

Econergy/EPU-NTUA/Mediterranean Programme/Centre Robert Schuman/Oxford Institute for Energy studies (2005), *EUROGULF: An EU-GCC Dialogue for Energy Stability and Sustainability*, European University Institute, disponible sur <ec.europa.eu>.

European Policy Centre (EPC) (2004), « EU Energy Supply Security and Geopolitics », in *EPC Dialogue*, 4 octobre.

European Policy Centre (EPC) (2005), *Energy Security – A European Perspective*, policy briefing.

Geden O., C. Marcelis et A. Maurer (2006), *Perspectives for the European Union's External Energy Policy*, Berlin, German Institute for International and Security Affairs.

Indiana University Southeast, *World Energy Reserves (Fossil Fuels)*, disponible sur <groupsites.ius.edu>.

Jong J. (de), (2004), *The Regional Approach in Establishing the Internal EU Electricity Market*, La Haye, CIEP.

Stern J. (CIES) (2006), *The Russian-Ukrainian Gas Crisis of January 2006*, Oxford, Oxford University Press.

Willenborg R., C. Tönjes et W. Perlot, (2004), *Europe's Oil Defences. An Analysis of Europe's Oil Supply Vulnerability and its Emergency Oil Stockholding Systems*, La Haye, Clingendael Institute.

## 2. Questions énergétiques

### 2.1. Informations générales

Baillie R. (2006), « Europe Seeks Secure Energy Supply as Russia Turns up Heat », *Jane's Intelligence Review*, n° 18, décembre 2006, p. 6-10, III.

BP (2007), *Statistical Review of World Energy 2007*, Londres, BP.

BP (2006), *Statistical Review of World Energy 2006*, Londres, BP.

Cohen A. (2005), « Increasing the Global Transportation Fuel Supply », Washington DC, The Heritage Foundation, « Executive Memorandum », n° 986.

Davis M. (dir. ) (2005), « Ukraine: The Impact of Higher Natural Gas and Oil Prices », rapport pour la Banque mondiale.

Eurostat (2007), *Energy: Yearly Statistics 2005*, Bruxelles, Commission européenne, disponible sur <epp.eurostat.ec.europa.eu>

Favennec J.-P. (2007), *Géopolitique de l'énergie. Besoins, ressources, échanges mondiaux*, IFP Publications, Paris, Technip.

Foreign Policy in Dialogue (2007), « Dealing with Dependency. The European Union's Quest for a Common Energy Foreign Policy », *Foreign Policy in Dialogue*, vol. 8, n° 20, janvier, disponible sur <www.deutsche-aussenpolitik.de>.

Helm D. (dir.) (2007), *The New Energy Paradigm*, Oxford, Oxford University Press.

Handke S., et J. de Jong (2007), *Energy as a Bond: Relations with Russia in the European and Dutch Context*, « CIEP Energy Paper », La Haye, Clingendael Institute, disponible sur <www.clingendael.nl>.

Kneissl K. (2006), *Der Energiepoker: Wie Erdöl und Erdgas die Weltwirtschaft beeinflussen*, Munich, FinanzBuch Verlag.

Mandil C. (2008), « Sécurité énergétique et Union européenne. Propositions pour la présidence française », Rapport au Premier ministre, 21 avril, Paris.

Tsakiris T.G. (2006), « The Eurasia Energy Complex », *Defense & Foreign Affairs – Strategic Policy*, février, disponible sur <www.global.nexislexis.com>.

## 2.2. Généralités pétrole et gaz

Chevalier J.-M. et J. Stanislaw (2004), *Les Grandes Batailles de l'énergie*, Paris, Gallimard.

Chevalier J.-M. et J. Percebois (2008), *Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France*, Paris, Rapport du Conseil d'analyse économique (CAE), La Documentation française.

Davoust R. (2008), *Gas Prices Formation, Structure and Dynamics*, Paris, Ifri, « Note de l'Ifri », Programme Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie, disponible sur <www.ifri.org>.

Jong J. (de), C. Toenjes (2007), *Perspectives on Security of Supply in European Natural Gas Markets*, La Haye, Clingendael Institute Working Paper, n° 8/2007.

Hirschhausen C. (von), A. Neumann et S. Rüster (2007), « Competition in Natural Gas Transportation? Technical and Economic Fundamentals and an Application to Germany »,

*Globalization of Natural Gas Markets Working Papers*, Dresden, EFET Germany.

### 2.3. *Pétrole*

Chautard S. (2007), *Géopolitique et pétrole*, Levallois-Perret, Studyrama.

Cordesman A. et K. Al-Rodhan (2006), *The Global Oil Market: Risks and Uncertainties*, Washington D.C., CSIS Press.

Lestrangé C. (de), C.-A. Paillard et P. Zelenko (2005), *Géopolitique du pétrole : un nouveau marché, de nouveaux risques, des nouveaux mondes*, Paris, Technip.

Moreau Defarges P. (2006), « Le pétrole ? Un produit finalement comme les autres », *Études*, vol. 405, n° 5, novembre, p. 453-463.

Sébille-Lopez P. (2006), *Géopolitiques du pétrole*, Paris, Armand Colin.

Stent A. (1982), « Soviet Energy and Western Europe », *The Washington Papers*, n° 90, New York, Praeger.

Soares de Oliveira R. (2007), *Oil and Politics in the Gulf of Guinea*, New York, Columbia University Press.

### 2.4. *Gaz naturel*

Angelier J.P. (2006), « Géopolitique du gaz : les défis et les chances », *Politique internationale*, n° 111, p. 387-400.

Blagov S. (2006), *Russian Moves Spark « Gas OPEC » Fears*, Zurich, International Relations and Security Network Security Watch, disponible sur <[www.isn.ethz.ch/news/sw/details.cfm?id=16364](http://www.isn.ethz.ch/news/sw/details.cfm?id=16364)>.

Clingendael International Energy Program (2003), *The Role of Liquefied Natural Gas (LNG) in the European Gas Market*, La Haye, Clingendael Institute, « CIEP Energy Paper », disponible sur <[www.clingendael.nl/publications/2003/20030600cieppaper.pdf](http://www.clingendael.nl/publications/2003/20030600cieppaper.pdf)>.

Cohen A. (2007), *Gas OPEC: A Stealthy Cartel Emerges*, Washington D.C., The Heritage Foundation, « WebMemo », n° 1423.

Czernie W. (2006), *Structural Change in the European Gas Industry: Risks and Opportunities*, World Energy Council, disponible sur <[www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/tech\\_papers/17th\\_congress/1\\_4\\_14.asp](http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/tech_papers/17th_congress/1_4_14.asp)> (juin 2006).



Götz R. (2007), *Europa und das Erdgas des kaspischen Raums*, Berlin, SWP « Diskussionspapier », disponible sur <[www.swp-berlin.org](http://www.swp-berlin.org)>.

Harks E. (2006), « The Conundrum of Energy Security – Gas in Eastern and Western Europe », *The International Spectator*, vol. 46, n° 3, disponible sur <[www.eu-consent.net](http://www.eu-consent.net)>.

Lohmann H. (2006), *The German Path to Natural Gas Liberalisation: Is it a Special Case?*, Oxford, Oxford Institute for Energy Studies, disponible sur <[www.oxfordenergy.org](http://www.oxfordenergy.org)>.

Victor D., A. Jaffe et M. Hayes (dir.) (2006), *Natural Gas and Geopolitics. From 1970 to 2040*, Cambridge, Cambridge University Press.

## 2.5. Transport/infrastructures de transport/transit/historique

Brower D. (2007), « Laying the Pipes », *Petroleum Economist*, Octobre-Novembre 2007.

Dickel R., G. Gönul, T. Gould, M. Kanai, A. Knoplyanik, Y. Selivanova and J. Jensen (2007), *Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas*, Bruxelles, Energy Charter Secretariat (ECS).

Dickel R. et G. Gönul (2007), *Transit of Gas: Monitoring Report on the Implementation of the Transit Provisions of the ECT*, Bruxelles, ECS.

Dickel R. et T. Khitarishvili (2007), *Transit of Oil: Monitoring Report on the Implementation of the Transit Provisions of the ECT*, Bruxelles, ECS.

Dickel R., J. Bielecki et G. Gönul (2006), *Gas Transit Tariffs in Selected ECT Countries*, Bruxelles, ECS.

Energy Charter (2007), *From Wellhead to Market: Oil Pipeline Tariffs and Tariff Methodologies in Selected Energy Charter Member Countries*, Bruxelles, Energy Charter Secretariat, disponible sur <[www.encharter.org/fileadmin/user\\_upload/document/Oil\\_Pipeline\\_Tariffs-2007-ENG.pdf](http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/Oil_Pipeline_Tariffs-2007-ENG.pdf)>.

ETSO (2008), *Etso Overview of transmission tariffs in Europe : Synthesis 2007*, Bruxelles, European Transmission System Operator.

Gustafson T. (1985), *Negotiating Strategy: The East-West Gas Pipeline Deal, 1980-1984*, Santa Monica, The Rand Corporation.

King & Spalding (2006), *LNG in Europe: An Overview of European Import Terminals*, Houston (Texas)/Londres.

Kneissl K. (2006), « Die Politik der Pipelines », *Österreichische Militärische Zeitschrift*, n° 3/2006 (Bundesministerium für Landesverteidigung).

Laffont P. et L. Simonet (2005), « La charte de l'énergie et le transit des matières premières : trop loin ? trop tôt ? », in *Annuaire français de droit international*, Paris, CNRS, mars 2006, p. 524-541.

Lange K.O. (2007), *Polens Energiepolitik, Interessen und Konfliktpotentiale in der EU und im Verhältnis zu Deutschland*, Berlin, Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), « SWP Studie », n° 13.

Simonet L. (2007), « Les pipelines internationaux, vecteurs de prospérité, de puissance et de rivalités : oléoducs et gazoducs dans la géopolitique et les relations internationales », *Revue internationale et stratégique*, n° 65, janvier-mars 2007, p. 51-62.

Research Center for the Institute of Privatization and Management – German Economic Team in Belarus (2004), *Belarus as a Gas Transit Country*, Buenos Aires, Argentine Center of International studies.

Smedley M. (2006), « What Diverse New Gas Flows Might Get Into Europe », *World Gas Intelligence*, 11 janvier, disponible sur <[www.global.nexislexis.com](http://www.global.nexislexis.com)>.

Victor D. et N.M. Victor (2004), *The Belarus Connection: Exporting Russian Gas to Germany and Poland*, Stanford, James A Baker III Institute for Public Policy Stanford University, « Working paper », n° 26.

### 3. Spécificités régionales

#### 3.1. Norvège

Ministère norvégien du Pétrole et de l'Énergie et Norwegian Petroleum Directorate (2007), *FACTS 2007: The Norwegian Petroleum Sector*, disponible sur <[www.npd.no/NR/rdonlyres/4E929265-F111-4578-ADF3-20480CA09E0A/o/Facts\\_2007\\_engelsk.pdf](http://www.npd.no/NR/rdonlyres/4E929265-F111-4578-ADF3-20480CA09E0A/o/Facts_2007_engelsk.pdf)>.

Austvik O.G. (2006), « Oil and Gas in the High North – A Perspective from Norway », *Security Policy Library*, n° 4, septembre.

Godzimirski J. (2007), *Grands enjeux dans le Grand Nord. Les relations Russie-Norvège et leurs implications pour l'UE*, Paris, Ifri, « Russie. Nei.Visions », n° 25, décembre.

Lie J. (2005), *The Energy Resources of the High North. A Framework for a Dialogue about the Prospects of German-Norwegian Cooperation*, Draft report 200405.

### 3.2. Mer Baltique/Nord Stream

Cohen A. (2006), *The North European Gas Pipeline Threatens Europe's Energy Security*, « Backgrounder », n° 1980, Washington D.C., The Heritage Foundation, octobre.

Goetz R. (2005), *Die Ostseegaspipeline: Instrument der Versorgungssicherheit oder politisches Druckmittel?*, Berlin, SWP, « SWP-Aktuell », n° 41, disponible sur <www.swp-berlin.org>.

Larsson R. (2007), « Nord Stream, Sweden and Baltic Sea Security », Stockholm, FOI, mares, disponible sur <www.foi.se/upload/english/reports/foir2251.pdf>.

### 3.3. Caucase/mer Noire/mer Caspienne/Nabucco/South Stream

Eurasian Energy Task Force, 2<sup>e</sup> session d'une série de séminaires, novembre 2007, Paris, Ifri (compte-rendu non publié).

Fischer S. (2007), *Verrat an Europa? Ungarns pragmatische Energieaussenpolitik im Spannungsfeld von Diversifizierung und Versorgungssicherheit*, Berlin, SWP, « Diskussionspapier », 19 août, disponible sur <www.swp-berlin.org>.

Goetz R. (2007b), *Europa und das Erdgas des kaspischen Raums*, Berlin, SWP, « Diskussionspapier », 13 août, disponible sur <www.swp-berlin.org>.

*Revue française de géopolitique* (2006), « Géopolitique de la Turquie » (numéro spécial), n° 4, p. 5-144.

International Energy Agency (1998), *Caspian Oil and Gas: The Supply Potential of Central Asia and Transcaucasia*, Paris, OCDE.

Janusz B. (2005), *The Caspian Sea: Legal Status and Regime Problems*, Londres, The Chatham House, « Briefing Paper », disponible sur <www.chathamhouse.org.uk>.

Leeuw C. (van der) (2000), *Oil and Gas in the Caucasus and Caspian : A History*, Richmond (Surrey), Curzon Press.

Roberts J. (2003), « Caspian Oil and Gas : How Far Have We Come and Where Are We Going? » in S. Cummings (dir.), *Oil, Transition and Security in Central Asia*, Londres, Routledge.

*Southeast European and Black Sea Studies* (2007), « The Wider Black Sea Region and Energy Security » (dossier spécial), vol. 7, n° 2, juin, p. 213-302.

### 3.4. Russie, CEI et projets

Bradshaw M. (2006), « Sachalin-II in der Schusslinie », *Russland Analysen, Brême*, n° 116, novembre.

Fadeev A. (2007), « The Energy Crisis Between Moscow and Minsk », *International Affairs*, vol. 53, n° 3, p. 96-103.

Finon D. et C. Locatelli (2007), « Russian and European Gas Interdependence. Can Market Forces Balance out Geopolitics? », *Cahier de recherche*, n° 1/2007, Grenoble, janvier, Laboratoire d'économie de la production et de l'intégration internationale, disponible sur <webu2.upmf-grenoble.fr>.

Fredholm M. (2005), *The Russian Energy Strategy & Energy Policy: Pipeline Diplomacy or Mutual Dependence?*, Camberley, Conflict Studies Research Center « CRSC Paper » n° 05/41.

Gray J. et E. Soria (2004), « Extending Druzhba Still Makes Sense for More Russian Oil Exports », *Oil and Gas Journal*, vol. 102, n° 13, 5 avril.

Goetz R. (2004), *Russlands Erdöl und Erdgas drängen auf den Weltmarkt*, n° 34, Berlin, SWP « SWP Studie », disponible sur <www.swp-berlin.org>.

Gomart T. et T. Kastouéva-Jean (dir.) (2006/2007), *Russie. Nei. Visions 2006 et Russie.Nei.Visions 2007*, Paris, Ifri.

Locatelli C. (2008), *L'UE : aiguillon des stratégies de Gazprom?* Paris, Ifri « Russie.Nei.Visions » n° 26, février.

Paszyc E., A. Loskot-Strachota et L. Antas (2007), « Nord Stream : The Current Status and possible consequences of the project's implementation », Varsovie, Center for Eastern Studies, *East Week*, n° 104, 14 novembre, disponible sur <osw.waw.pl/en/eindex.htm>.

Paillard C.-A. (2007), *Gazprom : Mode d'emploi pour un suicide énergétique*, Paris, Ifri « Russie.Nei.Visions », n° 17, mars.

Pirovska M. (2004), *Libéralisation et élargissements : Impacts sur l'organisation industrielle des marchés du gaz naturel en Europe de l'Est*, thèse de doctorat (dir. J.-M. Chevalier), Paris, Université Paris-Dauphine.

Pleines H. (2006), « Die Energiefrage in den russisch-ukrainischen Beziehungen », *Russland Analysen*, n° 116, novembre, Brême.

Smith K.C. (2006), *Current Implications of Russian Energy Policies*, disponible sur <[action-ukraine-report.blogspot.com](http://action-ukraine-report.blogspot.com)>.

Stern J. (2005), *The Future of Russian Gas and Gazprom*, Oxford, Oxford University Press.

Stulberg A. (2007), *Well-Oiled Diplomacy: Strategic Manipulation and Russia's Energy Statecraft in Eurasia*, Albany, State University of New York Press.

Thumann M. (2006), *Diversification des sources – la meilleure stratégie pour les relations énergétiques UE-Russie*, Paris, Ifri « Russie.Nei.Visions », n° 10, mai.

### 3.5. Turquie

Biresselioglu M.E. (2007), *Projects and Possibilities: Turkey's Future Role as a Transit Country for Central Asian and Caspian Natural Gas to the EU*, disponible sur <[www.balkananalysis.com](http://www.balkananalysis.com)>.

Biresselioglu M.E. (2007), « South European Gas Ring Project : Turkey and Greece's Role », Thessalonique, Center of International Politics Thessaloniki.

Energy Charter Secretariat (2007), « Oil Pipeline Tariffs and Tariff Methodologies in Selected Energy Charter Member Countries », Bruxelles, Energy Charter Secretariat, disponible sur <[www.encharter.org](http://www.encharter.org)>.

Energy Charter Secretariat (2006), « Gas Transit Tariffs in Selected Energy Charter Treaty Countries », Bruxelles, Energy Charter Secretariat, disponible sur <[www.encharter.org](http://www.encharter.org)>.

Fink D. (2006), *Assessing Turkey's Future as an Energy Transit Country*, Washington D.C., Washington Institute for Near East Policy « Research Notes », n° 11, juillet.

Futyán M. (2006), *The Interconnector Pipeline: A Key Link in Europe's Gas Network*, Oxford, Oxford Institute of Energy Studies, disponible sur <[www.oxfordenergy.org](http://www.oxfordenergy.org)>.

Hayes M. (2004), *Algerian Gas to Europe : The Transmed Pipeline and Early Spanish Gas Import Projects*, prepared for the *Geopolitics of Natural Gas Study*, a joint project of the program on Energy and Sustainable Development at Stanford University and the James

A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University, disponible sur <www.rice.edu>.

Muizon G. (de) (2000), *Approvisionnements de la Turquie en gaz et en pétrole : les enjeux régionaux*, Direction des relations économiques extérieures, Ankara, « Les Études des postes d'expansion économique », septembre.

O'Neill T. (2007), « Curse of the Black Gold : Hope and Betrayal in the Niger Delta », *National Geographic*, février.

Tekin A. et I. Walterova (2007), « Turkey's Geopolitical Role: The Energy Angle », *Middle East Policy*, vol. 14, n° 1, printemps, p. 84-94.

#### **IV. Données statistiques pour le pétrole**

Nous vous présentons ici les dernières statistiques de la Commission européenne concernant les importations de l'Union européenne pour l'année 2005. D'abord en barils pour l'UE-25, ensuite en tonnes pour l'UE-27, plus la Croatie et la Turquie.

Dans la suite, nous présentons des statistiques sur la production de pétrole, en UE et dans des pays qui exportent vers l'UE, sur les réserves prouvées et les capacités de raffinage.

De par la nature du transport du pétrole et la nature du marché pétrolier, il n'est pas possible de fournir des données absolument exactes pour les importations. Du pétrole importé peut ensuite être réexporté, etc. Ainsi, les données varient selon les sources.

## Pétrole brut : registre des importations et livraisons dans l'UE-25 en 2005

Pays d'origine	Quantité (1 000 barils)	Valeur totale (1 000 \$)	Prix CAF (coût, assurance, fret) (\$/b)	Parts des importations (%)
Russie	1 242 688	62 092 124	49,97	30,11
Norvège	704 465	38 767 208	55,03	17,07
Arabie Saoudite	438 627	22 002 705	50,16	10,63
Libye	371 911	20 013 409	53,81	9,01
Iran	252 240	12 182 196	48,30	6,11
Kazakhstan	191 164	10 207 761	53,40	4,63
Algérie	158 837	8 768 485	55,20	3,85
Nigeria	143 914	8 149 562	56,63	3,49
Irak	91 367	4 380 166	47,94	2,21
Mexique	76 024	3 294 806	43,34	1,84
Syrie	67 161	3 324 527	49,50	1,63
Autres – ex-URSS	61 729	3 096 321	50,16	1,50
Koweït	54 994	2 614 594	47,54	1,33
Angola	48 196	2 584 033	53,62	1,17
Koweït	54 994	2 614 594	47,54	1,33
Angola	48 196	2 584 033	53,62	1,17
Azerbaïdjan	48 109	2 692 016	55,96	1,17
Venezuela	38 337	1 479 905	38,60	0,93
Autres – Afrique	36 352	1 869 525	51,43	0,88
Cameroon	23 465	1 203 812	51,30	0,57
Autres – Europe	22 272	1 176 865	52,84	0,54

## Pétrole brut : registre des importations et livraisons dans l'UE-25 en 2005 (suite)

Pays d'origine	Quantité (1 000 barils)	Valeur totale (1 000 \$)	Prix CAF (coût, assurance, fret) (\$/b)	Parts des importations (%)
Bésil	18 218	809 230	44,42	0,44
Égypte	10 905	554 729	50,87	0,26
Tunisie	9 069	463 520	51,11	0,22
Congo	4 581	248 558	54,26	0,11
Gabon	4 532	205 060	45,25	0,11
Papouasie – Nouvelle Guinée	3 246	187 063	57,63	0,08
Ukraine	1 126	54 892	48,73	0,03
Zaire	1 007	51 444	51,08	0,02
Abou Dhabi	923	61 738	66,88	0,02
États-Unis	681	41 057	60,26	0,02
Autres – Amérique Latine	401	13 770	34,32	0,01
<b>Total</b>	<b>4 126 542</b>	<b>2 112 591 081</b>	<b>51,52</b>	<b>100,00</b>

Source : d'après la Commission européenne, Direction générale de l'énergie et des transports, disponible sur <ec.europa.eu/energy/oil/crude/doc/2005\_ccc\_eu.xls>



**Pétrole brut : importations vers l'UE-27 en 2005, par région pays ou d'origine**  
(milliers de tonnes)

Origine	Quantité
<i>Par région d'origine</i>	
OPEP	216 314
Proche et Moyen-Orient	118 736
Afrique	112 628
<i>Par pays d'origine</i>	
Russie	188 000
Norvège	97 470
Arabie Saoudite	60 748
Libye	50 601
Iran	35 385
Kazakhstan	26 386
Algérie	22 776
Nigeria	18 618
Irak	12 290
Mexique	10 647
Syrie	9 027
Koweït	7 621
Émirats Arabes Unis	1 060
<i>Autres*</i>	109 100
<b>Total</b>	<b>649 729</b>

\* Calcul de l'auteur

Source : Eurostat (2007)

**Pétrole brut : importations vers la Croatie en 2005, par région ou pays d'origine**  
(milliers de tonnes)

Origine	Quantité
<i>Par région d'origine</i>	
OPEP	80
Proche et Moyen-Orient	484
Afrique	80
<i>Par pays d'origine</i>	
Russie	3 435
Syrie	484
Libye	80
<i>Autres*</i>	307
<b>Total</b>	<b>4 306</b>

\* Calcul de l'auteur

Source : Eurostat (2007).

**Pétrole brut : importations vers la Turquie en 2005, par région ou pays d'origine**  
(milliers de tonnes)

Origine	Quantité
<i>Par région d'origine</i>	
OPEP	15 897
Proche et Moyen-Orient	11 681
Afrique	4 540
<i>Par pays d'origine</i>	
Russie	6 997
Iran	6 887
Libye	4 540
Arabie Saoudite	3 494
Irak	976
Syrie	324
<i>Autres*</i>	171
<b>Total</b>	<b>23 389</b>

\* Calcul de l'auteur

Source : Eurostat (2007).

**Pétrole brut : production primaire dans l'UE-27**  
(milliers de tonnes)

Année	Quantité
2000	166 553
2001	155 664
2002	158 145
2003	148 457
2004	138 079
2005	125 838

Source : Eurostat (2007).

**Production de pétrole (millions de tonnes)**

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Part du total en 2006
Arabie Saoudite	446,7	454,5	455,7	423,6	456,3	440,6	425,3	485,1	506	526,8	514,6	0,131
Fédération russe	302,9	307,4	304,3	304,8	323,3	348,1	379,6	421,4	458,8	470	480,5	0,123
Iran	186,6	187	190,8	178,1	189,4	186,5	172,7	203,7	207,9	207,3	209,8	0,054
Émirats Arabes Unis	115,1	120,5	123,9	117,6	123,3	118,3	108,5	122,2	124,7	129	138,3	0,035
Koweït	105,1	105,1	110	102,6	109,1	105,8	98,2	114,8	122,6	130,1	133,2	0,034
Norvège	154,7	156,2	149,6	149,7	160,2	162	157,3	153	149,9	138,2	128,7	0,033
Nigeria	105	113,2	106	100,8	105,4	110,8	102,3	110,3	121,9	125,4	119,2	0,03
Irak	28,6	57,1	104,2	128,3	128,8	123,9	104	66,1	100	90	98,1	0,025
Algérie	59,3	60,3	61,8	63,9	66,8	65,8	70,9	79	83,6	86,5	86,2	0,022
Libye	68,6	70,1	69,6	67	69,5	67,1	64,6	69,8	76,6	82,1	85,6	0,022
Royaume-Uni	129,7	127,9	132,6	137,4	126,2	116,7	115,9	106,1	95,4	84,7	76,6	0,02
Angola	35,4	36,5	36	36,7	36,9	36,6	44,6	42,5	48,2	60,7	69,4	0,018
Kazakhstan	23	25,8	25,9	30,1	35,3	40,1	48,2	52,4	60,6	62,6	66,1	0,017
Qatar	26,2	33,3	34,3	36	38,7	38,4	35,1	41,2	44,9	46,9	50,6	0,013
Oman	44,4	44,9	44,7	45	47,6	47,5	44,5	40,7	37,5	38,5	36,7	0,009
Égypte	45,1	43,8	43	41,4	38,8	37,3	37	36,8	35,4	33,9	33	0,008
Azerbaïdjan	9,1	9	11,4	13,9	14,1	15	15,4	15,5	15,6	22,4	32,5	0,008
Syrie	29,2	28,7	28,6	28,8	27,3	28,9	27,2	26,2	24,7	22,8	20,8	0,005
Danemark	10,2	11,2	11,6	14,6	17,7	17	18,1	17,9	19,1	18,4	16,7	0,004
Turkménistan	4,4	5,4	6,4	7,1	7,2	8	9	10	9,6	9,5	8,1	0,002

## Production de pétrole (millions de tonnes) (suite)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Part du total en 2006
Italie	5,5	5,9	5,6	5	4,6	4,1	5,5	5,6	5,5	6,1	5,8	0,001
Ouzbékistan	7,6	7,9	8,2	8,1	7,5	7,2	7,2	7,1	6,6	5,4	5,4	0,001
Roumanie	6,9	6,8	6,6	6,4	6,3	6,2	6,1	5,9	5,7	5,4	5	0,001
<i>Total monde</i>	3 376,5	3 480,5	3 548,3	3 482,9	3 618,1	3 602,7	3 575,6	3 701,3	3 862,6	3 896,8	3 914,1	1
Amérique du Nord	660,1	670,4	666,7	638,8	650,8	651,8	660,2	669,8	667,4	645,3	646,1	0,165
Amérique centrale et du Sud	312,9	329,1	350	338,4	345,3	339,9	334,2	318,3	337,9	347	345,8	0,088
Europe & Eurasie	680	688,6	686,5	699,6	724,7	746,6	786	818,9	850,1	844,8	846,7	0,216
Moyen-Orient	1 001	1 051,1	1 112,4	1 081,4	1 144	1 113,6	1 039,3	1 123,4	1 190,4	1 212,9	1 221,9	0,312
Afrique	355,9	370,4	363,9	359,8	372,2	373,6	378,5	397,6	440,7	467,2	473,7	0,121
Asie Pacifique	366,6	370,8	368,9	364,9	381,2	377,1	377,5	373,3	376,2	379,5	379,8	0,097
UE- 25	158,6	157,3	161,9	168,3	159,9	149,4	152,1	142,2	132	120,3	109,4	0,028
OCDE	1 006,5	1 019,4	1 011,5	988,9	1 011,1	999,5	1 005,4	995,6	975,9	930,6	910,5	0,233
OPEP	1 380	1 448,3	1 509,9	1 447,4	1 526	1 486,7	1 393,3	1 481,3	1 594,1	1 629,8	1 632,7	0,417
Non-OPEP (exclut l'ex-URSS)	1 643,2	1 670,3	1 675,9	1 665,6	1 698,7	1 691,4	1 716,1	1 706,4	1 710,1	1 689,8	1 681,6	0,43
Ex-URSS	353,3	361,9	362,5	370	393,4	424,6	466,2	513,6	558,5	577,1	599,8	0,153

Note : Inclut le pétrole brut, les schistes à l'huile, les sables bitumineux et les gaz naturels liquéfiés (GNL). Exclut les essences liquides provenant d'autres sources telles que la biomasse et les dérivés de charbon.

Source : BP (2007)

**Pétrole : réserves prouvées, fin 2006**

	Md tonnes	Md barils	Part du total (%)	Rapport réserves/production
Arabie Saoudite	36,3	264,3	21,9	66,7
Iran	18,9	137,5	11,4	86,7
Irak	15,5	115,0	9,5	> 100
Koweït	14,0	101,5	8,4	> 100
Émirats Arabes Unis	13,0	97,8	8,1	90,2
Fédération russe	10,9	79,5	6,6	22,3
Kazakhstan	5,5	39,8	3,3	76,5
Libye	5,4	41,5	3,4	61,9
Nigeria	4,9	36,2	3,0	40,3
Algérie	1,5	12,3	1,0	16,8
Angola	1,2	9,0	0,7	17,6
Norvège	1,1	8,5	0,7	8,4
Azerbaïdjan	1,0	7,0	0,6	29,3
Royaume-Uni	0,5	3,9	0,3	6,5
Danemark	0,2	1,2	0,1	9,3
Italie	0,1	0,7	0,1	18,2
Roumanie	0,1	0,4	< 0,05	11,7
Turkménistan	0,1	0,5	< 0,05	9,2
Ouzbékistan	0,1	0,6	< 0,05	13,0
<i>Total monde</i>	<i>164,5</i>	<i>1 208,2</i>	<i>100,0</i>	<i>40,5</i>
Amérique du Nord	7,8	59,9	5,0	12,0
Amérique centrale et du Sud	14,8	103,5	8,6	41,2
Europe & Eurasie	19,7	144,4	12,0	22,5
Moyen-Orient	101,2	742,7	61,5	79,5
Afrique	15,5	117,2	9,7	32,1
Asie Pacifique	5,4	40,5	3,4	14,0
UE-25	0,9	6,7	0,6	8,0
OCDE	10,4	79,8	6,6	11,3
OPEP	123,6	905,5	74,9	72,5
Non-OPEP (exclut l'ex-URSS)	23,2	174,5	14,4	13,6
Ex-URSS	17,7	128,2	10,6	28,6

Source : BP (2007).

### Pétrole : capacités de raffinage en Europe en 2006 (mb/j)

Pays ou zone géographique	Quantité
Fédération russe	5 491
Allemagne	2 390
Italie	2 359
France	1 959
Royaume-Uni	1 819
Espagne	1 377
Pays-Bas	1 282
Belgique	774
Turquie	613
Grèce	425
Suède	422
Norvège	310
UE-25	15 081
Europe & Eurasie	25 171
<b>Total monde</b>	<b>87 238</b>

Source : BP (2007).

## V. Tableaux des oléoducs vers l'UE

On trouve dans les tableaux suivants une sélection d'oléoducs vers l'Europe, classés dans trois catégories :

1. Oléoduc norvégien
2. Oléoducs transportant du pétrole russe ou d'Asie centrale, vers l'Europe
3. Oléoducs sur le continent européen

À l'intérieur des catégories, les oléoducs sont classés selon un sens géographique.

Nous avons différencié entre oléoducs existants, en construction et en projet : il faut bien noter que la dernière catégorie est très large – il s'agit parfois de projets très concrets dont la réalisation est probable dans un avenir proche, parfois de projets qui ont été proposés sans qu'il y ait de véritables intentions de construction pour le moment.

Notamment pour les oléoducs de l'époque soviétique, en Russie et dans les pays de la CEI, les données chiffrées sont parfois difficiles à vérifier et diffèrent selon les sources. Le système est très complexe à cause des embranchements, prolongations ultérieures, oléoducs en parallèle, etc.

Vu la complexité de la matière, nos tableaux sont parfois incomplets et il se peut que quelques données ne soient plus correctes. Nous serions heureux de toute remarque ou correction dont nous tiendrons compte pour la prochaine édition de cette étude.

## 1. Oléoduc norvégien

### 1.1 Oléoduc existant

Oléoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité technique (b/j)	Diamètre (inch)	En service depuis
Norpipe Oil <sup>(1)</sup>	Ekofisk Centre (Norvège offshore)/ Teesside (Royaume-Uni)	-	Propriétaires : Norpipe Oil AS: ConocoPhillips Skandinavia : 35,05 % Total E&P Norge : 34,93 % Statoil : 15 % Eni Norge : 6,52 % SDFI : 5 % Norsk Hydro Produksjon : 3,5 % Opérateur : ConocoPhillips Skandinavia	354	900 000  (les installations de réception limitent la capacité à 810 000 b/j, NPD)	34	1975

(1) <www.npd.no> ; EIA UK, mai 2006 ; EIA North Sea, janvier 2007.

## 2. Oléoducs transportant du pétrole russe d'Asie centrale vers l'Europe

## 2.1 Oléoducs existants

Oléoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité technique (b/j)	Pétrole transporté	Diamètre (inch)	Prix du transit	En service depuis
Caspian Pipeline Consortium (CPC) <sup>(1)</sup>	Tengiz (Kazakhstan)/Novorossijsk (Russie)	–	Propriétaire : CPC consortium, composition en novembre 2007 : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gouvernement de Russie : 24 %</li> <li>• Gouvernement du Kazakhstan : 19 %</li> <li>• Chevron : 15 %</li> <li>• LUKARCO : 12,5 %</li> <li>• Rosneft-Shell : 7,5 %</li> <li>• Mobil : 7,5 %</li> <li>• Gouvernement d'Oman : 7 %</li> <li>• Agip : 2 %</li> <li>• BG Overseas : 2 %</li> </ul> Kazakhstan Pipeline Ventures : 1,75 % • Oryx : 1,75 %	1 510 dont <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kazakhstan : 187</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 560 000 b/j, projet d'augmenter à 1,34 mb/j pour 2009 (EIA, ECS),</li> <li>• 28 ml/an, augmentation prévue à plus de 67 ml/an pour 2008 (Götz)</li> <li>• 22 ml/an pour mi-2004, on attend 67 ml/an pour 2008 (CPC, ru)</li> </ul>	610 000 b/j en 2005 (ECS)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kropotkin-Novorossijsk : 42 reste de l'oléoduc : 40</li> </ul>	3083 \$/nit pour CPC entier, 2,50 \$/mt pour la partie kazakhe (ECS), 3,87 \$/baril actuellement, 4,21 \$/baril après augmentation de la capacité (EIA) La Russie a reçu 525 millions \$ de taxes, frais (de douane et de transit) et donations entre 1998 et le 3 <sup>e</sup> trimestre de 2004. S'ajoutent d'autres profits non précisés. Les profits pour la Russie et le Kazakhstan seraient de plus de 1,5 Md \$/an de frais de transit après l'augmentation de la capacité. (CPC.ru)	2001
Ayrau-Samara <sup>(2)</sup>	Ayrau (Kazakhstan)/Samara (Russie)	–		695	310 000 b/j (EIA)				



## 2.1 Oléoducs existants (suite)

Oléoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité technique (b/j)	Pétrole transporté	Diamètre (inch)	Prix du transit	En service depuis
Northern Route Export Pipeline/Northern Early (b)	Bakou (Azerbaïdjan)/Novorossijsk (Russie)	-	Propriétaires : • Section russe : Transneft • Section azerbaïdjanaise : Azerbaïdjan International Operating Company (AIOC) - BP : 34,1 % - SOCAR : 10,3 % - Chevron : 10 % - INPEX : 10 % - Statoil : 8,6 % - ExxonMobil : 8 % - TPAO : 6,8 % - Devon : 5,6 % - Itochu : 3,9 % - Amerada Hess : 2,7 % Opérateurs : • Azerbaïdjan : BP • Russie : Transneft	1 330 dont : • Azerbaïdjan : 231	• 650 000 b/j (EIA) • 15 mt/an (Götiz)	• 50 000 - 90 000 b/j (EIA) • 160 000 b/j (ECS)	28	15,67 \$/mt (ECS, depuis 1/1/1996)	1997
Western Route Export Pipeline/Western Early (4)	Bakou (Azerbaïdjan)/Soupsa (Géorgie)	-	Propriétaire : Azerbaïdjan International Operating Company (AIOC)	837	• 155 000 b/j (EIA) • 100 000 b/j (ECS)	• 132 000 b/j en 2004 (BP) • 100 000 b/j en 2005 (ECS)	21	0,17 \$/baril (ECS)	1998

Oléoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité technique (b/j)	Pétrole transporté	Diamètre (inch)	Prix du transit	En service depuis
Baltic Pipeline System (BFS) <sup>(5)</sup>	Yaroslavl (Russie)/ Primorsk (Russie)	-	Transneft	1514	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 42 mt/an en mars 2004 (Götz)</li> <li>• 65 mt/an depuis avril 2006 (RIA)</li> <li>• 1,3 mb/j en 2006</li> <li>• 1,5 mb/j en mars 2007 (EIA)</li> </ul>			-	2001
Drouzhba Nord <sup>(6)</sup>	Tiumen/Almetjevsk (Russie)/Schwedt (Allemagne)	Biélorussie, Pologne	Transneft (Russie, Biélorussie, PERN (Pologne))	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Almetjevsk/Schwedt : env. 4 000 dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Russie : 2 600</li> <li>- Biélorussie : 700</li> <li>- Pologne : 700</li> </ul> </li> <li>• Système entier Nord et Sud env. 9 000</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 900 000 b/j (EIA)</li> <li>• 1,64 mb/j en Russie</li> <li>• 1 mb/j en Biélorussie (ECS)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• + de 51 mt/an en 2005 (Lang)</li> <li>• 82 mt en Russie</li> <li>• 50 mt en Biélorussie en 2005 (ECS)</li> </ul>	24-40	<ul style="list-style-type: none"> <li>En Biélorussie : <ul style="list-style-type: none"> <li>• vers la Pologne : 2,60 \$/mt</li> <li>• vers l'Ukraine : 1,14 \$/mt</li> <li>• vers la Lituanie : 1,26-2,00 \$/mt (ECS)</li> </ul> </li> </ul>	1964
Drouzhba Sud <sup>(7)</sup>	Tiumen/Almetjevsk/Samara (Russie)/République tchèque/Hongrie	Biélorussie (Masyr), Ukraine, Slovaquie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Propriétaires : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Transneft (Russie, Biélorussie)</li> <li>- Transpetrol (Slovaquie, 51 %)</li> <li>- Ministère slovaque de l'Economie, 49 %</li> <li>- Yukos</li> <li>- Mero (République tchèque)</li> </ul> </li> <li>• Opérateur : Transneft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Almetjevsk/Uzhorod : env. 3 550 dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Russie : 2 600</li> <li>- Biélorussie : 300</li> <li>- Ukraine : 650</li> </ul> </li> <li>• Env. 400 en Slovaquie et République tchèque, 130 en Hongrie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1,64 mb/j en Russie</li> <li>• 1 mb/j en Biélorussie</li> <li>• 380 b/j en Ukraine (ECS)</li> <li>• 400 000 b/j (EIA)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 82 mt en Russie</li> <li>• 50 mt en Biélorussie</li> <li>• 17 mt en Ukraine en 2005 (ECS)</li> </ul>	21-40	<ul style="list-style-type: none"> <li>En Ukraine : vers la Slovaquie et la Hongrie 5,6 \$/mt (ECS)</li> </ul>	1964
Adria Pipeline <sup>(8)</sup>	Omisalj (Croatie)/Hongrie	-	Adriatic Oil		100 000 b/j (EIA)	0 actuellement (EIA)			1974

## 2.1 Oléoducs existants (suite)

Oléoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité technique (b/j)	Pétrole transporté	Diamètre (inch)	Prix du transit	En service depuis
Grèce-Macédoine (9)	Thessaloniki (Grèce)/Skopje (Macédoine)	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Management : consortium gréco-macédonien</li> <li>Opérateur : Hellenic Petroleum</li> </ul>	225					2002
Odessa-Brody (10)	Odessa (Ukraine)/Brody (Ukraine)	-	Ukrtransnafta	674	<ul style="list-style-type: none"> <li>300 000 b/j (EIA),</li> <li>180 000 b/j (ECS),</li> <li>9-14,5 mt/an (Troschke)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 120 000 b/j (ECS)</li> <li>• 3,42 mt en 2006</li> <li>• 5,3 mt entre janvier et juillet 2007 (Alexanders)</li> </ul>	40	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 12,7 \$/mt (ECS)</li> <li>• L'Ukraine a gagné 176 millions \$ de frais de transit entre 2004 et le 31/7/2007 (EIA)</li> </ul>	2004
Bakou-Tbilissi-Ceyhan (BTC) (11)	Bakou (Azerbaïdjan)/Ceyhan (Turquie)	Géorgie	<p>Propriétaires (en juillet 2006) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• BTC Pipeline Company-BF : 30,1 %</li> <li>• AzBTC : 25 %</li> <li>• Chevron : 8,9 %</li> <li>• Statoil : 8,71 %</li> <li>• TPAO : 6,53 %</li> <li>• ENI : 5 %</li> <li>• Total : 5 %</li> <li>• Ilcochu : 3,4 %</li> <li>• INPEX : 2,5 %</li> <li>• ConocoPhillips : 2,5 %</li> <li>• Amerada Hess : 2,36 %</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1768 dont</li> <li>• Azerbaïdjan : 443</li> <li>• Géorgie : 249</li> <li>• Turquie : 1 076</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 mb/j pour 2008-2009 (EIA)</li> <li>• 1 mb/j (ECS)</li> <li>• 50 m/ann (Gätz)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• en moyenne 210 000 b/j entre juin et septembre 2006</li> <li>• on attendait 500 000 b/j au début de 2007 (EIA)</li> </ul>	46/42/34	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 5,5 \$/baril (2016-2029).</li> <li>La Turquie devrait gagner entre 140-200 millions \$ par an de frais de transit et d'opération.</li> <li>La Géorgie s'attend à toucher 112 millions \$ durant la période 2004-2008 et 566 millions \$ durant la période 2009-2019</li> </ul>	Mai 2005

Oléoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Capacité technique (b/j)	Pétrole transporté (EIA)	Diamètre (inch)	Prix du transit	En service depuis
Strategic Pipeline (North-South system) (12)	Irak/Turquie (flux inversible)	-	State Oil Marketing Organization (Irak)	966	1,4 mb/j (EIA)	o actuellement (EIA)			1975
Kirkouk-Ceyhan (13)	Kirkouk (Irak)/ Ceyhan (Turquie)	-	State Oil Marketing Organization (Irak)	966	• 1 <sup>er</sup> ligne : 1,1 mb/j • 2 <sup>e</sup> ligne : 500 000 mb/j (EIA)	150 000-550 000 b/j en juin 2006 (EIA)	• 1 <sup>er</sup> ligne : 40 • 2 <sup>e</sup> ligne : 46		

(1) Coût de transport pour le pétrole kazakh jusqu'à Buitinge : 11,58 \$/mt (ECS). Coût de construction : 2,5 Md \$ pour la 1<sup>re</sup> phase, 4,2 Md \$ au total. L'augmentation de la capacité coûterait 1,5 Md \$. En novembre 2004, CPC a commencé d'injecter du pétrole russe dans le système à Kropotkin. Götz (2004) ; EIA Kazakhstan, octobre 2006 ; EIA Caspian Sea Region, juillet 2002 ; <www.cpc.ru>.

(2) Actuellement il s'agit d'un flux Bakou-Novorossijsk, mais le gouvernement russe est intéressé à inverser le flux (Transfert reste toutefois sceptique) pour rejoindre le BTC ; l'Azerbaïdjan a réduit la capacité après l'ouverture de BTC. Götz (2004) ; EIA Azerbaïdjan, août 2006 ; EIA Caspian Sea Region, juillet 2002 ; <www.bp.com> ; EIA Turkey, octobre 2006 ; <www.azerbaidjanaz>.

(3) Coût de construction : 600 millions \$. <www.bp.com> ; EIA Azerbaïdjan, août 2006 ; EIA Caspian Sea Region, juillet 2002.

(4) Götz (2004) ; Lang (2007) ; <www.rian.ru> ; <englenobl.ru/economics/investment/principalefederalprojets/balticoilpipeline>.

(5) Certaines branches vont vers les pays baltes, mais il n'y a plus de livraisons depuis fin 2002. Seule la branche vers l'Allemagne fonctionne à pleine capacité. La construction d'un troisième tuyau est en cours pour Adamovo-Ploek (il augmentera la capacité à 60 mt /an). L'élargissement de Mozyr/Schweidt de 20 mt et l'extension vers Wilhelmshaven sont en discussion. Götz (2004) ; Lang (2007) ; EIA North-Central Europe, février 2006 ; EIA Russia, avril 2007.

(6) EIA Greece, août 2006.

(7) Rejoint l'Adria-Pipeline en Hongrie. Götz (2004) ; EIA North-Central Europe, février 2006 ; EIA Russia, avril 2007 ; Reuters 9 janvier 2007.

(8) La Russie souhaiterait exporter du pétrole via l'Adria-pipeline et le port d'Omsalj, la Croatie s'y oppose pour des raisons écologiques. Le renversement du flux ainsi qu'une augmentation de la capacité à 300 000 b/j coûteraient environ 320 millions \$. EIA Balkans, février 2006 ; EIA Caspian Sea Region, juillet 2002 ; <www.transneft.ru>.

(9) EIA Greece, août 2006.

(10) Le gazoduc a été achevé en 2001. L'Ukraine prévoyait d'abord un flux Odessa-Brody pour importer du pétrole caspien, mais l'oléoduc fonctionne actuellement, et ce depuis 2004, en sens inverse. Il pourrait être inversé en cas de construction de Brody Ploek ; une autre proposition consiste à prolonger l'oléoduc jusqu'à Kralupy (République tchèque). L'Ukraine devrait payer 100 millions \$ à TNK-BP en cas d'inversement des flux. EIA Ukraine, août 2007 ; EIA North-Central Europe, février 2006 ; <www.oei-muenchen.de/info/3.pdf> ; Alexanders 11 septembre 2007 ; *La Lettre du Courrier des pays de l'Est*, n° 39, octobre 2007 ; Dubien (2007).

(11) Coût de construction : 3,9 Md \$. <www.bp.com> ; EIA Azerbaïdjan, août 2006 ; EIA Caspian Sea, janvier 2007 ; EIA Turkey, octobre 2006 ; <www.iea.org/Textbase/work/2006/energy\_security/Novruzov.pdf>.

(12) Mis hors service en 1990/1991, Northern Oil Company (Irak) a estimé en 2003 qu'il faudra « longtemps » pour remettre en route l'oléoduc. EIA Iraq, juin 2006.

(13) Des entreprises militaires privées surveillent la sécurité de l'oléoduc qui a été la cible de nombreuses attaques. Actuellement, l'oléoduc ne fonctionne que sporadiquement. EIA Iraq, juin 2006.

## 2.2 Oléoducs en construction

Oléoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité (mb/j)	Diamètre (inch)	Mise en service prévue	Coût estimé (Mds)
Samsun/ Ceyhan Pipeline (SCP)/Trans- Anatolian Pipeline <sup>(1)</sup>	Samsun (Turquie)/ Ceyhan (Turquie)	–	Trans-Anadolou Pipeline Company (TAPSCO) : ENI 50 %, Calik Energy 50 %	555	<ul style="list-style-type: none"> <li>• capacité initiale : 1</li> <li>• capacité potentielle : 1,5 (Calik/ENI)</li> </ul>	42-48	2010	1,5 (Calik/ ENI)

(1) Début de construction : 24 avril 2007. Capacités de stockage : Ceyhan : 8 millions de barils ; Samsun : 6 millions de barils. EIA Turkey, octobre 2006 ; RIA, 24 avril 2007 ; <[www.iea.org/Textbase/work/2006/energy\\_security/Cavanna.pdf](http://www.iea.org/Textbase/work/2006/energy_security/Cavanna.pdf)> ; <[www.eni.it](http://www.eni.it)>.

## 2.3 Oléoducs en projet

Oléoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité	Diamètre (inch)	Mise en service estimée	Coût estimé
Kiyiköy/Ibrikbaba, (1) Trans-Thrace	Kiyiköy (Turquie)/Ibrikbaba (Turquie)	-	OJSC AK Transneft	193	60 mt/an	48		0,9 Md \$ (Götzt)
Bourgas/Alexandroupolis (2)	Bourgas (Bulgarie)/Alexandroupolis (Grèce)	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consortium russe (Transneft, Rosneft et Gazprom à parts égales) : 51 %</li> <li>• Bulgarie : 24,5 %</li> <li>• Grèce : 24,5 % (parts bulgares et grecques susceptibles d'être vendues)</li> </ul>	279	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 700 000 b/j, potentiel de 1 mb/j (EIA)</li> <li>• 1<sup>re</sup> phase : 15-23 mt/an</li> <li>• 2<sup>e</sup> phase : 35 mt/an (transneft.ru)</li> <li>• 35-50 mt/an (RBC)</li> </ul>	36	2010-2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 Md \$ (RBC), 0,9 Md \$ (EIA), 0,800 à 0,9 Md \$ (Bridge-mag)</li> </ul>
Constanta/Trieste (South East European Line, Pan-European Oil Pipeline) (3)	Constanta (Roumanie)/Trieste (Italie)	Serbie (Pancevo), Croatie (Omislj), Slovénie		1 300-1 400 dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Roumanie : 650</li> <li>• Slovénie : 29</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 60-90 mt/an (Reuters)</li> <li>• 480 000-1 800 000 b/j (EIA)</li> </ul>		2011-2012	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2,3 Md \$ (EIA), 3 Md \$ (Reuters), 1,5-2,62 Md \$ (ENS)</li> </ul>
Constanta/Vlore (4)	Constanta (Roumanie)/Vlore (Albanie)	Macédoine		900	38 mt/an			1,1 Md \$ (Götzt)
Albanian-Macedonian-Bulgarian Oil Pipeline (AMBO) (5)	Bourgas (Bulgarie)/Vlore (Albanie)	Macédoine	AMBO Pipeline Cooperation	894 dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Macédoine : 273</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 30-40 mt/an (SET), 750 000 b/j (EIA, SET)</li> </ul>		2011	1,1-1,5 Md \$ (EIA, SET)

## 2.3 Oléoducs en projet (suite)

Oléoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité	Diamètre (inch)	Mise en service estimée	Coût estimé
Sarmatia <sup>(6)</sup>	Brody (Ukraine)/ Plock (Pologne)-	-	Sarmatia : joint venture PERN et UkrTransnafta	490-540	• 1 <sup>re</sup> phase : 15 mt/an • 2 <sup>e</sup> phase : 25 mt/an			0,5 Md \$ (Lang 2007)
Slovaquie/ Autriche <sup>(7)</sup>	Slovaquie/ Autriche		Transpetrol, OMV	61	72 000-100 000 b/j		2008	
Novorossisk/ Soupsa <sup>(8)</sup>	Novorossisk (Russie)/ Soupsa (Géorgie)							
BPS-II <sup>(9)</sup>	Unétscha (Russie)/ Primorsk (Russie)	-	Transneft	1 100-1 200	Au départ 1 mb/j • Augmentation à 1,5 mb/j possible (EIA) • 35 mt/an (BEAI)			2 Md \$ (Götz)
Mer de Barents <sup>(10)</sup>	Champs de Sibérie occidentale (Russie)/ Mourmansk (Russie)	via Karélie ou mer Blanche vers péninsule Kola	Transneft	2 800-3 900	50-100 mt/an			9-15 Md \$ (Götz)
Mer de Barents (alternative) <sup>(11)</sup>	Champs de Sibérie occidentale (Russie)/ Indiga (Russie)	-	Transneft	1 700	50-100 mt/an			12 Md \$ (Götz)
Mer de Kara <sup>(12)</sup>	Champs de Vankor (Russie)/ Dikson (Russie)	-	Transneft		15 mt/an			
Transcaspian <sup>(13)</sup>	Turkménistan/ Azerbaïdjan/ Turquie							

Oléoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité	Diamètre (inch)	Mise en service estimée	Coût estimé
<b>Isgene Kuryk</b> (14) (Kazakhstan)/ Kuryk (Kazakhstan)	Isgene (Kazakhstan)/ Kuryk (Kazakhstan)		Kazmunaigaz	950	jusqu'à 150 000 b/j		2010	

1. Götz (2004) ; <www.simdex.com/future\_pipeline\_projects/samples/Trans\_Thrace\_Pipeline.pdf>; Alexanders, 1 septembre 2004.  
2. Accord intergouvernemental signé par la Russie, la Grèce et la Bulgarie le 15 mars 2007 ; la construction pourrait commencer en 2008. Selon le ministère grec du développement, la Grèce pourrait toucher entre 30 et 50 millions \$ /an de frais de transit. EIA Southeastern Europe, août 2006 ; EIA Greece, août 2006 ; <www.tbcinews.com>; BBC, 15 mars 2007 ; Radio Free Europe, 15 mars 2007 ; Götz (2004) ; <www.transneft.ru>; <www.bridge-mag.com>.

3. Accord signé par la Commission européenne et cinq pays concernés en avril 2007. La Slovaquie a émis des réserves pour des raisons écologiques. Entre Pancevo et Omisalj, l'oléoduc utiliserait une partie existante de l'oléoduc Adria. Il rejoindrait ensuite TAL à Trieste, pour exporter vers l'Autriche, l'Allemagne et la République tchèque. Götz (2004) ; EIA Southeastern Europe, août 2006 ; EIA Balkans Factsheet, février 2006 ; EIA Italy, mai 2007 ; <www.gasandoil.com>; <www.ens-newswire.com>; Reuters, 26 mars 2007.

4. Götz (2004).

5. On estime que la Macédoine touchera 30 millions \$ /an de frais de transit. L'étude de faisabilité a été achevée en 2002, un MOU a été signé en décembre 2004, la construction devrait commencer en 2008. EIA Southeastern Europe, août 2006 ; EIA Balkans, février 2006 ; *Southeast European Times*, 14 février 2007.

6. Il reliait les oléoducs Odessa/Brady et Ploch/Gdansk, voire la branche vers Klaipeda. PERN estime qu'il faudrait trois ans entre la décision et la réalisation du projet. L'accord a été signé par l'Azerbaïdjan, la Géorgie, l'Ukraine, la Pologne et la Lituanie à Vilnius en octobre 2007. L'étude de faisabilité est attendue pour 2008. EIA North-Central Europe, février 2006 ; *La Lettre du Courrier des pays de l'Est*, n° 39, octobre 2007 ; <www.interfaxup>; Lang (2007).

7. OMV pourrait importer du pétrole russe directement par cet oléoduc. OMV importe actuellement tout son pétrole du terminal de Trieste. EIA North-Central Europe, février 2006 ; <www.derstandard.at>.

8. Il pourrait rejoindre le BTC à Soupsa, sinon la construction d'un oléoduc parallèle à BTC jusqu'à Ceyhan (Turquie) pourrait être envisagée. Il s'agit d'une proposition de Mikhaïl Snakachvili en février 2004. Götz (2004).

9. Projet annoncé en janvier 2007, après le conflit avec la Biélorussie. L'étude de faisabilité a commencé en mai 2007. La construction ne prendrait que 18 mois. L'idée d'une branche vers Ust-Luga avec une capacité de 15 mt /an est envisagée. Götz (2004) ; EIA Russia, avril 2007 ; <www.bfal.de>; <www.transneft.ru>.

10. Götz (2004).

11. Götz (2004).

12. Götz (2004).

13. Selon Vladimir Soror, le Turkménistan et le Kazakhstan pourraient construire des oléoducs sous-marins sans avoir besoin de l'accord des autres pays riverains ; par exemple un oléoduc qui reliait la plate-forme turkmène Block 1 avec les champs azerbaïdjanais Azert-Chirag-Gumeshli. Le Kazakhstan pourrait construire un oléoduc qui rejoindrait ce système et qui ne pourrait pas être considérée comme " trans-caspien " dans un sens juridique. *Petroleum Economist*, juillet 2007.

14. EIA Caspian Sea, janvier 2007.



### 3. Oléoducs sur le continent européen

#### 3.1 Oléoducs existants

Oléoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité technique	Pétrole transporté	Diamètre (inch)	En service depuis
Rotterdam-Rhein Pipeline (RRP) <sup>(1)</sup>	Rotterdam (Pays-Bas)/ Wessling (Allemagne)	—		322	690 000 b/j (EIA)			1960
Südeuropäische Ölleitung/South European Pipeline/SPSE <sup>(2)</sup>	Fos-sur-Mer (France)/ Karlsruhe (Allemagne)	Suisse	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Total France : 27,84 %</li> <li>• ExxonMobil : 22,00 %</li> <li>• Société de participations dans l'industrie et le transport du pétrole : 15,40 %</li> <li>• BP France : 12,10 %</li> <li>• Shell : 10,32 %</li> <li>• BASF : 10,00 %</li> <li>• ConocoPhillips Germany : 2,00 %</li> </ul>	769	670 000 b/j (EIA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 mt/an ces dernières années</li> <li>• transportait 42 mt en 1973 (SPSE)</li> </ul>	40	1962, capacité doublée puis triplée en 1971-1972
Trans Alpine Pipeline (TAL) <sup>(3)</sup>	Trieste (Italie)/ Ingolstadt (Allemagne)/ Karlsruhe (Allemagne)	Autriche	<ul style="list-style-type: none"> <li>• OMV : 25 %</li> <li>• SHELL : 24 %</li> <li>• ExxonMobil : 16 %</li> <li>• Ruhr Oel : 11 %</li> <li>• ENI : 10 %</li> <li>• BP : 9 %</li> <li>• ConocoPhillips : 3 %</li> <li>• Total : 2 %</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• TAL-IG (Trieste-Ingolstadt) : 465</li> <li>• TAL-OR (Ingolstadt-Karlsruhe) : 266</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 690 000 b/j en 2004 (EIA)</li> <li>• 36,15 mt en 2006 (TAL)</li> </ul>	TAL-IG : 40, TAL-OR : 26	1967	

Oléoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité technique	Pétrole transporté	Diamètre (inch)	En service depuis
Ingolstadt – Kralupy nad Vltavou – Litvinov (ILK) (4)	Ingolstadt (Allemagne)/ Kralupy nad Vltavou (République tchèque/Litvinov (République tchèque))	–	Mero CR (opérateur)	350 dont : • Allemagne : 178	10 m³/an, extension à 15 m³/an possible (Mero)		28	1996

(1) EIA Germany, décembre 2006.

(2) EIA Germany, décembre 2006 ; &lt;www.spsc.fr&gt;.

(3) EIA Germany, décembre 2006 ; EIA Southeastern Europe, août 2006 ; &lt;www.tal-oil.com&gt;.

(4) Reçoit du pétrole de TAL. EIA North-Central Europe, février 2006 ; &lt;www.meroc2&gt;.

## VI. Comparaison des tarifs de transit en hydrocarbures

Pays, oléoduc, diamètre	Tarif de transit (\$/mt)	Distance (km)	\$/100 tkm
<b>Biélorussie</b> (Russie/Ukraine), <i>Drouzhba</i> , 520/720 mm	1,14	245	0,47
<b>Biélorussie</b> (Russie/Pologne), <i>Drouzhba</i> , 630/820 mm	2,60	521	0,50
<b>Ukraine</b> (Russie/Odessa) <i>Pridneprovskie company</i> , 720 mm	6,30	1,097	0,57
<b>Ukraine</b> (Biélorussie/Slovaquie) <i>Drouzhba</i> , 530/720 mm	5,60	634	0,88
<b>Ukraine</b> (Odessa/Brody), 1020 mm	12,70	674	1,88
<b>Ukraine</b> (Russie/Yuzhny), <i>Collide ltd.</i> , 720 mm	12,00	1,112	1,07
<b>Russie</b> (mer Caspienne/mer Noire), <i>Makhachkaia/Novorossiysk</i> , 720 mm	7,06	774	0,91
<b>Russie</b> (Azerbaïdjan/mer Noire), <i>Baku Novorossiysk</i> , 720 mm	15,67	1,411	1,11
<b>Russie</b> (pétrole kazakh/turkmène), <i>Transneft</i> , 720-1 200 mm			0,73
<b>Caspian Pipeline Consortium</b> (Kazakhstan/Russie), 1 016 mm	30,83	1,580	1,94
<b>Géorgie</b> (Azerbaïdjan/mer Noire), Bakou/Soupsa, 530 mm	1,48	370	0,40
<b>Azerbaïdjan</b> (Azerbaïdjan/ mer Noire), Bakou/Soupsa, 530 mm	2,14	457	0,47
<b>Kazakhstan</b> (Russie/Russie), <i>Altayfrakht</i> , 700 mm	2,50	187	1,34
<b>BTC</b>	18,8-24,1	1773	1,06-1,36

Source : Eurostat (2007), p. 63.

## VII. Données statistiques pour le gaz naturel

Nous présentons ici des données statistiques pour les importations de gaz naturel en UE (données de la Commission européenne pour 2005 et de BP pour 2006), pour la production de gaz dans les pays membres et dans les principaux pays exportateurs de l'UE, ainsi qu'un tableau des réserves prouvées de gaz naturel.

**Gaz naturel : importations vers l'UE-27 en 2005, par pays d'origine**  
(Terajoules – GCV)

Origine	Quantité
Russie	4 952 879
Norvège	2 642 633
Algérie	2 256 826
Nigeria	436 319
Libye	209 499
Égypte	202 419
Qatar	195 713
Oman	71 379
<i>Autres*</i>	3 776 189
<b>Total</b>	<b>14 743 856</b>

\* calcul de l'auteur.

Source : Eurostat (2007).

**Gaz naturel : importations vers la Croatie en 2005, par pays d'origine (Tj – GCV)**

Origine	Quantité
Russie	43 096

Source : Eurostat (2007).

**Gaz naturel : importations vers la Turquie en 2005, par pays d'origine (Tj – GCV)**

Origine	Quantité
Russie	660 621
Algérie	158 992
Nigeria	42 832
<i>Autres*</i>	167 209
<b>Total</b>	<b>1 029 654</b>

\* calcul de l'auteur.

Source : Eurostat (2007).

**Gaz naturel : importations dans l'UE-27**

Origine	Quantité	
	Md m <sup>3</sup>	Pourcentage
Russie	128	41
Norvège	84	27
Algérie	55	18
Nigeria	13	4
Libye	8	3
Égypte	8	3
Qatar	5	2
Autres	13	4
<b>Total</b>	<b>314</b>	
<i>Dont par gazoduc</i>	<i>264</i>	
Russie	128	
Norvège	84	
Algérie	36	
Libye	8	
Autres	8	
<i>Dont par GNL</i>	<i>50</i>	
Algérie	19	
Nigeria	13	
Égypte	8	
Qatar	5	
Autres	5	

Source : Eurostat (2007) et calculs de l'auteur.

Gaz naturel : production (milliards m<sup>3</sup>)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2003	Part du total en 2006 (%)
Fédération russe	561,1	532,6	551,3	551,0	545,0	542,4	555,4	578,6	591,0	598,0	612,1	21,0
Iran	39,0	47,0	50,0	56,4	60,2	66,0	75,0	81,5	91,8	100,9	105,0	3,7
Norvège	37,4	43,0	44,2	48,5	49,7	53,9	65,5	73,1	78,5	85,0	87,6	3,0
Algérie	62,3	71,8	76,6	86,0	84,4	78,2	80,4	82,8	82,0	88,2	84,5	2,9
Royaume-Uni	84,2	85,9	90,2	99,1	108,4	105,9	103,6	102,9	96,0	87,5	80,0	2,0
Arabie Saoudite	44,4	45,3	46,8	46,2	49,8	53,7	56,7	60,1	65,7	71,2	73,7	2,6
Turkménistan	32,8	16,1	12,4	21,3	43,8	47,9	49,9	55,1	54,4	58,8	62,2	2,2
Pays-Bas	75,8	67,1	63,6	59,3	57,3	61,9	59,9	58,4	68,8	62,9	61,9	2,2
Ouzbékistan	45,7	47,8	51,1	51,8	52,6	53,6	53,5	53,6	55,8	55,0	55,4	1,9
Qatar	13,7	17,4	19,6	22,1	23,7	27,0	29,5	31,4	39,2	45,8	49,5	1,7
Émirats Arabes Unis	33,8	36,3	37,1	38,5	38,4	39,4	43,4	44,8	46,3	47,0	47,4	1,6
Égypte	11,5	11,6	12,2	14,7	18,3	21,5	22,7	25,0	26,9	34,6	44,8	1,6
Nigeria	5,4	5,1	5,1	6,0	12,5	14,9	14,2	19,2	22,8	22,4	28,2	1,0
Kazakhstan	6,1	7,6	7,4	9,3	10,8	10,8	10,6	12,9	20,6	23,3	23,9	0,8
Ukraine	17,2	17,4	16,8	16,9	16,7	17,1	17,4	18,0	19,1	19,4	19,1	0,7
Allemagne	17,4	17,1	16,7	17,8	16,9	17,0	17,0	17,7	16,4	15,8	15,6	0,5
Libye	5,8	6,0	5,8	4,7	5,3	5,6	5,6	5,8	6,2	11,3	14,8	0,5
Roumanie	17,2	15,0	14,0	14,0	13,8	13,6	13,2	13,0	12,8	12,1	12,1	0,4

Gaz naturel : production (milliards m<sup>3</sup>) (suite)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2003	Part du total en 2006 (%)
Italie	20,0	19,3	19,0	17,5	16,2	15,2	14,6	13,7	13,0	12,1	11,0	0,4
Danemark	6,4	7,9	7,6	7,8	8,1	8,4	8,4	8,0	9,4	10,4	10,4	0,4
Azerbaïdjan	5,9	5,6	5,2	5,6	5,3	5,2	4,8	4,8	4,7	5,3	6,3	0,2
Pologne	3,6	3,6	3,6	3,4	3,7	3,9	4,0	4,0	4,4	4,3	4,3	0,1
<i>Total monde</i>	2 227,9	2 231,5	2 279,5	2 343,7	2 425,2	2 482,1	2 524,6	2 614,3	2 703,1	2 779,8	2 865,3	100,0
Amérique du Nord	72,5	73,8	74,3	74,9	76,2	77,6	79,1	79,9	74,4	73,9	75,4	26,0
Amérique centrale et du Sud	81,4	82,5	88,4	90,0	97,9	102,6	104,4	115,7	129,0	137,9	144,5	5,0
Europe & Eurasie	945,4	899,1	915,4	934,8	959,5	967,7	989,1	1 024,7	1 055,6	1 060,0	1 072,9	37,3
Moyen-Orient	158,0	175,4	184,0	193,8	206,8	224,8	244,7	259,9	290,7	317,5	335,9	11,7
Afrique	88,9	99,4	104,8	117,1	126,8	127,2	130,3	140,9	146,0	164,8	180,5	6,3
Asie Pacifique	228,6	242,2	242,7	260,1	272,0	282,2	297,0	313,1	334,2	362,6	377,1	13,1
UE-25	219,0	211,1	209,8	213,1	218,4	220,1	215,4	212,0	215,3	199,8	190,0	6,6
OCDE	1 019,1	1 024,4	1 036,1	1 048,5	1 070,2	1 092,8	1 081,2	1 085,9	1 083,6	1 065,9	1 078,5	37,8
Ex-URSS	669,0	627,4	644,5	656,2	674,5	677,3	691,9	723,5	745,8	760,0	779,3	27,1
Autres économies émergentes de marché	539,8	579,7	599,0	639,0	680,4	712,0	751,6	804,9	873,7	953,9	1 007,5	35,1

Source : BP (2007).

**Gaz naturel : réserves prouvées, fin 2006**

	Quantité (1000 Md m <sup>3</sup> )	Part du total (%)	Rapport réserves/ production
Fédération russe	47,65	26,30	77,8
Iran	28,13	15,50	> 100
Qatar	25,36	14,00	> 100
Arabie Saoudite	7,07	3,90	96
Nigeria	5,21	2,90	> 100
Algérie	4,5	2,50	53,3
Irak	3,17	1,70	> 100
Kazakhstan	3	1,70	> 100
Norvège	2,89	1,60	33
Turkménistan	2,86	1,60	46
Égypte	1,94	1,10	43,3
Ouzbékistan	1,87	1,00	33,7
Pays-Bas	1,35	0,70	21,8
Azerbaïdjan	1,35	0,70	> 100
Libye	1,32	0,70	88,9
Ukraine	1,1	0,60	57,7
Roumanie	0,63	0,30	51,7
Royaume-Uni	0,48	0,30	6
Allemagne	0,16	0,10	9,9
Italie	0,16	0,10	14,5
Pologne	0,1	0,10	24,4
Danemark	0,08	< 0,05	7,4
<i>Total monde</i>	<i>181,46</i>	<i>100,00</i>	<i>63,3</i>
Amérique du Nord	7,98	4,40	10,6
Amérique centrale et du Sud	6,88	3,80	47,6
Europe & Eurasie	64,13	35,30	59,8
Moyen-Orient	73,47	40,50	> 100
Afrique	14,18	7,80	78,6
Asie Pacifique	14,82	8,20	39,3
UE-25	2,43	1,30	12,8
OCDE	15,9	8,80	14,7
Ex-URSS	58,11	32,00	74,6

Source : Eurostat (2007)



## VIII. Tableaux des gazoducs vers l'Union européenne

On trouve dans les tableaux suivants une sélection de gazoducs vers l'Europe, classés en neuf catégories :

1. Gazoducs reliant l'Afrique du Nord à l'Europe
2. Gazoducs dans la mer du Nord
3. Interconnecteurs Royaume-Uni – continent européen
4. Gazoducs dans la mer Baltique
5. Gazoducs sur le continent européen
6. Gazoducs entre la Russie et l'Europe *via* l'Ukraine, la Biélorussie et la Finlande
7. Gazoducs entre la région caspienne et la Russie
8. Gazoducs reliant la Russie et les ex-Républiques soviétiques à l'Europe *via* la Turquie ou la mer Noire
9. Gazoducs reliant l'Iran à l'Europe

À l'intérieur des catégories, les gazoducs sont classés selon un sens géographique.

Nous avons différencié entre gazoducs existants, en construction et en projet : il faut bien noter que la dernière catégorie est très large – il s'agit parfois de projets très concrets dont la réalisation est probable dans un avenir proche, parfois de projets qui ont été proposés sans qu'il y ait de véritables intentions de construction pour le moment. Pour la colonne « capacité » : il s'agit, si rien d'autre n'est indiqué, de la capacité technique.

Notamment pour les gazoducs de l'époque soviétique, en Russie et dans les pays de la CEI, les données chiffrées sont parfois difficiles à vérifier et diffèrent selon les sources. Le système est très complexe à cause des embranchements, prolongations ultérieures, gazoducs en parallèle, etc.

Vu la complexité de la matière, nos tableaux sont parfois incomplets et il se peut que quelques données ne soient plus correctes. Nous serions heureux de toute remarque ou correction dont nous tiendrons compte pour la prochaine édition de cette étude.

## 1. Gazoducs reliant l'Afrique du Nord à l'Europe

### 1.1 Gazoducs existants

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
<b>Greenstream</b> <sup>(1)</sup>	Mellitah (Libye)/Gela (Sicile, Italie)	-	ENI 75 %, NOC 25 %	530	32	8	octobre 2004
<b>Enrico Mattei/Transmed</b> <sup>(2)</sup>	Hassi R'Mel (Algérie)/Sicile/Minerbio (Italie)	Tunisie	Sonatrach 50 %, ENI 50 %	2 220 dont : • Tunisie : 370 • Offshore : 380 • Italie : 1 470	• 47 onshore • 26 offshore	• 24 (EIA) • 27 (Brower, Nicholls) (augmentations prévues : voir notes)	• 1 <sup>re</sup> ligne : 1983 • 2 <sup>e</sup> ligne : 1994
<b>Pedro Duran Farell / Maghreb Europe</b> <sup>(3)</sup>	Hassi R'Mel (Algérie)/Cordoue (Espagne)	Maroc	Enagas, SNPP, Sonatrach, Transgas	1 650 dont : • Algérie : 520 • Maroc : 540 • Offshore : 45 • Andalousie : 275 • Estrémadure : 270	• 28-48 onshore • 2x22 offshore	• 8,5 (EIA) • 8,6 (Brower) • 12,5 (Nicholls)	1996

(1) Le coût de construction est de 6,6 Md \$. Edison prend 4 Md m<sup>3</sup>/an, Energia Gas et Gaz de France, 2 Md m<sup>3</sup>/an. EIA Italy mai 2006 ; EIA Libya, mars 2006 ; <www.eni.it>.

(2) Il existe une extension vers la Slovaquie. Selon Brower, une augmentation de la capacité à 30,2 Md m<sup>3</sup> est prévue pour 2008 et à 33,5 Md m<sup>3</sup> pour 2012 ; selon IEIA, est prévu un plan d'augmentation à 36 Md m<sup>3</sup> ; selon Nicholls, une augmentation à 33,5 Md m<sup>3</sup> est prévue pour 2009. EIA Algeria, mars 2007 ; EIA Italy, mai 2006 ; EIA Tunisia, avril 2006 ; Hayes (2003), Brower (2007), Nicholls (2007) ; <www.eni.it> ; <www.mem-algeria.org/fr/statistiques/Bilan-MEM-2000-2006.pdf>.

(3) Extension vers le Portugal (500 km, 28 inch). Une augmentation de la capacité est prévue à 18,4 Md m<sup>3</sup> pour la fin 2006 (EIA). EIA Algeria, mars 2007 ; EIA Iberic Peninsula, juin 2006 ; ECS (2006), Nicholls (2007) ; <www.iea.org> ; <www.iea.org/textbase/work/2002/cross\_border/MORALEDD.PDF> ; <www.mem-algeria.org/fr/statistiques/Bilan-MEM-2000-2006.pdf>.

### 1.2 Gazoduc en construction

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service prévue	Coût estimé
Medgaz <sup>(1)</sup>	Béni Saf (Algérie)/ Almeira (Espagne)	–	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sonatrach : 36 %</li> <li>• Cepsa : 20 %</li> <li>• Iberdrola : 20 %</li> <li>• Endesa : 12 %</li> <li>• Gaz de France : 12 %</li> </ul>	210	24	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 8, augmentation à 16 possible (Brower)</li> <li>• 4 au début, maximum de 16 (EIA)</li> </ul>	mi-2009	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1,2 Md \$ (EIA)</li> <li>• 0,9 Md € (Brower, Medgaz)</li> </ul>

(1) Accord signé en 2001, étude de faisabilité complétée en 2002, en construction depuis 2007. Ce gazoduc fournira du gaz également à la France. Il existe un plan d'une ligne électrique parallèle. EIA Algeria, mars 2007 ; EIA Iberic Peninsula, juin 2006 ; EIA France, avril 2007 ; Nicholls (2007), Brower (2007) ; <[www.medgaz.com](http://www.medgaz.com)>.

## 1.3 Gazoducs en projet

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service possible	Coût estimé (Md \$)
Galsi <sup>(1)</sup>	Hassi R'Mel (Algérie)/ Sardaigne/ Pescaia (Italie)	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sonatrach : 38 %</li> <li>• Edison : 16 %</li> <li>• Enel : 13,5 %</li> <li>• Wintershall : 9 %</li> <li>• Hera : 10 %</li> <li>• Région Sardegnia/ Sifers : 10 %</li> </ul>	900 dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Offshore : 600</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 8 (Brower, Galsi, Nicholls)</li> <li>• 10 étaient initialement prévu (Brower)</li> </ul>	2012 (Galsi, Nicholls)	2 (EIA)
Trans-Saharan Gas Pipeline, TSGP/ Trans-African Gas Pipeline/ NIGAL <sup>(2)</sup>	Warri (Nigeria)/ Hassi R'Mel (Algérie), puis Béni Saf ou El Kala	Niger	<ul style="list-style-type: none"> <li>Trans-Saharan Natural Gas Consortium (NIGEL) :</li> <li>• Sonatrach</li> <li>• Nigerian National Petroleum Cooperation</li> </ul>	4128 dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nigeria : 1037</li> <li>Niger : 841</li> <li>• Algérie : 2310</li> </ul>	20 à 30	2015	+ de 10

(1) Mise en service initialement prévue pour 2009-2010. Accord signé en 2002 ; étude de faisabilité complétée en 2005 ; accord intergouvernemental du 14 novembre 2007. Possibilité d'un trajet alternatif *via* la Corse, plan d'une ligne électrique parallèle. EIA Algeria, mars 2007 ; EIA Italy, mai 2006 ; Nicholls (2007), Brower (2007) ; <www.mem.algeria.org/actu/comm/galsi.htm> ; <www.edison.it>.

(2) Étude de faisabilité complétée par PENSPEN/IPA. EIA Algeria, mars 2007 ; EIA Nigeria, avril 2007 ; O'Neill (2007).

## 2. Gazoducs dans la mer du Nord

### 2.1 Gazoducs existants

Gazoduc	Trajet	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
<b>Europipe I</b> <sup>(1)</sup>	Draupner E (Norvège offshore)/Emden (Allemagne)	Propriétaire : Gassled Opérateur : Gassco	660	40	13-16	1995
<b>Europipe II</b> <sup>(2)</sup>	Karsto (Norvège)/ Dornum (Allemagne)	Propriétaire : Gassled Opérateur : Gassco	650	42	22	1999
<b>Norpipe Gas</b> <sup>(3)</sup>	Ekofisk (Norvège offshore)/Emden (Allemagne)	Propriétaire : Gassled Opérateur : Gassco	440	36	13-16	1977
<b>Zeepipe I</b> <sup>(4)</sup>	Sleipner (Norvège offshore)/Zeebrugge (Belgique)	Propriétaire : Gassled Opérateur : Gassco	814	40	13-15	1993
<b>Franpipe</b> <sup>(5)</sup>	Draupner E (Norvège offshore)/Dunkerque (France)	Propriétaire : Gassled Opérateur : Gassco	840	42	16	1998
<b>Langeled (northern leg)</b> <sup>(6)</sup>	Nyhanna (Norvège)/ Sleipner (Norvège offshore)	Propriétaire : Gassled Opérateur : Gassco	600	42	20	Octobre 2007
<b>Langeled (southern leg)</b> <sup>(7)</sup>	Sleipner (Norvège offshore)/Easington (Royaume-Uni/ Angleterre)	Propriétaire : Gassled Opérateur : Gassco	600	44	20	Octobre 2006

*(suite)*

Gazoduc	Trajet	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
<b>Vesterled</b> <sup>(8)</sup>	Heimdal (Norvège)/ St. Fergus (Royaume- Uni/Ecosse)	Propriétaire : Gassled Opérateur : Gassco	350	32	12-13	1978
<b>Frigg</b> <sup>(9)</sup>	Alwyn North/Frigg (Norvège offshore)/ St. Fergus (Royaume- Uni/Ecosse)	Total	472	24/32	13	1977
<b>Tampen Link</b> <sup>(10)</sup>	Statfjord B (Norvège offshore)/FLAGS tie- in (Royaume-Uni offshore)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Statoil : 43,9 %</li> <li>• ExxonMobil : 18,2 %</li> <li>• Shell : 12,2 %</li> <li>• StatoilHydro : 10,5 %</li> <li>• ConocoPhillips : 8,2 %</li> <li>• Petoro : 7 %</li> </ul>	23	32	9	octobre 2007
<b>Tyra West-F3</b> <sup>(11)</sup>	Tyra West (Danemark offshore)/ F3-FB (Pays-Bas offshore)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Propriétaires : <ul style="list-style-type: none"> <li>- DONG Energy : 50 %</li> <li>- Shell Danmark : 23 %</li> <li>- Moller-Maersk : 19,5 %</li> <li>- ChevronTexaco Denmark : 7,5 %</li> </ul> </li> <li>• Opérateur : Maersk Oil &amp; Gas</li> </ul>	100	26		2004
<b>Ireland Scotland Gas Interconnector / Interconnector 1</b> <sup>(12)</sup>	Moffat (Royaume- Uni/Ecosse)/ Loughshinny (Irlande)	Bord Gáis Eirann	290 dont : • Offshore : 200	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 30 onshore</li> <li>• 24 offshore</li> </ul>		1993

## 2.1 Gazoducs existants (suite)

Gazoduc	Trajet	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
<b>Interconnector 2</b> (13)	Beattock (Royaume-Uni/Écosse)/ Gormanston (Irlande)	Bord Gáis Eirann	195 offshore	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 36 onshore</li> <li>• 30 offshore</li> </ul>		2002

(1) Gassled ; Petoro 38,245 % ; Statoil 20,180 % ; Norsk Hydro Produksjon 11,620 % ; Total E&P Norge 8,086 % ; ExxonMobil Exploration and Production Norway 5,298 % ; Mobil Development Norway 4,267 % ; Norske Shell Pipelines 4,140 % ; Norseas Gas 2,839 % ; Norske ConocoPhillips 1,946 % ; Eni Norge 1,574 % ; A/S Norske Shell 1,115 % ; DONG E&P Norge 0,690 % ; Gassco : 100 % État norvégien. Chiffres 2007 ; <www.gassco.no> ; <www.npd.no>.

(2) Chiffres 2007 ; <www.gassco.no> ; <www.npd.no>.

(3) Chiffres 2007 ; <www.gassco.no> ; <www.npd.no>.

(4) Zeepipe II A et B reliant Kollnes à Draupner. Chiffres 2007 ; <www.gassco.no> ; <www.npd.no>.

(5) Chiffres 2007 ; <www.gassco.no> ; <www.npd.no>.

(6) Coût de construction : 10 Md \$ (pour les 2 branches, EIA). EIA UK, mai 2006 ; EIA Norway, août 2006 ; chiffres 2007 ; <www.gassco.no> ; <www.statoil.com> ; <www.npd.no>.

(7) EIA UK, mai 2006 ; EIA Norway, août 2006 ; chiffres 2007 ; <www.gassco.no> ; <www.statoil.com> ; <www.npd.no>.

(8) Chiffres 2007 ; <www.gassco.no> ; <www.statoil.com> ; <www.npd.no>.

(9) EIA UK, mai 2006 ; EIA Norway, août 2006 ; <www.total-icop.co.uk> ; <www.npd.no>.

(10) Rejoint le système britannique FLAGS pour une exportation vers St. Fergus (Royaume-Uni). Chiffres 2007 ; <www.gassco.no> ; <www.npd.no>.

(11) <www.shell.com>.

(12) <www.subsea.org> ; <www.nationalgrid.com> ; <www.atkinsglobal.ie> ; <www.bordgais.ie>.

(13) <www.subsea.org> ; <www.bordgais.ie>.

## 2.2 Gazoducs en projet

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service estimée	Coût estimé
	Chtokman (Russie)/ Norvège / Europe de l'Ouest-Nord (passera par l'infrastructure norvégienne)	Norvège	Gazprom, Gassled					



### 3. Interconnecteurs Royaume-Uni – Continent européen

Gazoduc	Trajet	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
<b>Balgzand Bacton Line (BBL)</b> <sup>(1)</sup>	Balgzand (Pays-Bas)/Bacton (Royaume-Uni/ Angleterre)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gasunie : 60 %</li> <li>• E.ON Ruhrgas Transport : 20 %</li> <li>• Fluxys : 20 %</li> </ul>	235	36	1,5	1/12/2006
<b>Interconnector UK</b> <sup>(2)</sup>	Zeebrugge (Belgique)/Bacton (Royaume-Uni/ Angleterre)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Caisse de dépôt et placement du Québec : 35 %</li> <li>• Distrigas : 16,41 %</li> <li>• E.ON Ruhrgas : 23,59 %</li> <li>• Gazprom : 10 %</li> <li>• ConocoPhillips : 10 %</li> <li>• ENI : 5 %</li> </ul>	230	40	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zeebrugge/Bacton : 25,5</li> <li>• Bacton/Zeebrugge : 20</li> </ul>	1/10/1998

(1) Avec l'accord sur l'entrée de Gasunie dans Nord Stream, Gazprom a obtenu une option pour l'achat de 9 % de BBL. EIA UK, mai 2006 ; <www.bblcompany.com>.

(2) <www.interconnector.com> ; EIA UK, mai 2006.

## 4. Gazoducs dans la mer Baltique

### 4.1 Gazoduc existant

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
<b>Oresund</b> <sup>(1)</sup>	Dragor (Danemark)/ Limhamn (Suède)	–	Swedegas	20		2	1985

(1) <[www.nord-stream.com](http://www.nord-stream.com)>.

## 4.2 Gazoducs en projet

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service estimée	Coût estimé (Md €)
Nord Stream <sup>(1)</sup>	Vyborg (Russie)/ Greifswald (Allemagne)	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gazprom : 51 %</li> <li>• Wintershall : 24,5 %</li> <li>• E.ON Ruhrgas : 24,5 %</li> </ul>	1 200 (offshore)	48	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 27,5 (1 tuyau)</li> <li>• 55 (2 tuyaux)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1<sup>er</sup> tuyau : 2010</li> <li>• 2<sup>e</sup> tuyau : 2012</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• + de 5 (Nord Stream), jusqu'à 8 (Schroder, décembre 2007),</li> <li>• 9 (BASF, novembre 2006)</li> </ul>
Balticconnector <sup>(2)</sup>	Helsinki (Finlande)/ Paldiski (Estonie)	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gasum</li> <li>• Eesti Gaas</li> <li>• Latvijas Gaze</li> <li>• Gazprom</li> </ul>	80-120	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• au plus tôt 2011 (Gasum)</li> <li>• 2014 (BFAI)</li> </ul>	0,10-0,12 (Gasum)	
Baltic Pipe <sup>(3)</sup>	Copenhague (Danemark)/ Pologne	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energinet.dk</li> <li>• PGNiG</li> <li>• Gaz-System</li> </ul>	250	8-10 (Lang)	2010	1 (Lang)	
Baltic Gas Interconnector (BGI) <sup>(4)</sup>	Rostock (Allemagne)/ Avedore (Danemark) et Trelleborg (Suède)	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ENERGI E2 (ex-DONG Energy)</li> <li>• Hovedstadsregionens Naturgas (HNG)</li> <li>• Verbundnetz Gas</li> <li>• E.ON Sverige</li> <li>• Göteborgs Energi</li> <li>• Lunds Energi</li> <li>• Öresundskraft</li> </ul>	220	28-32	<ul style="list-style-type: none"> <li>3 au début,</li> <li>10 au final (Nord Stream)</li> </ul>	2012	0,232-0,284 (BGI, 2001)
Mid-Nordic Gas Pipeline <sup>(5)</sup>	Skogn (Norvège)/ Finlande	Suède	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pohjolan Voima Oy</li> </ul>	880 dont : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Norvège : 70</li> <li>• Suède : 335</li> <li>• Offshore : 220</li> <li>• Finlande : 255</li> </ul>	16-24	2,8-4,7 (PVO)	au plus tôt 2010 (PVO en 2002)	1 (PVO)

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service estimée	Coût estimé (Md €)
	Karsto (Norvège)/ Rafnes/Suède/ Danemark		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Skagerak Energi : 20 %</li> <li>• E.ON Ruhrgas : 15 %</li> <li>• PgnIG : 15 %</li> <li>• Energinet.dk : 10 %</li> <li>• Hafslund : 10 %</li> <li>• Ostfold Energi : 10 %</li> <li>• Göteborg Energi : 8 %</li> <li>• Agder Energi : 5 %</li> <li>• Swedegas : 5 %</li> <li>• Preem Petroleum : 2 %</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>• maximum 20 (Gassco/DNV)</li> <li>• 20-24 (Energinet.dk)</li> </ul>		
<b>Skanded</b> (6)	Des sorties sont prévues à Rafnes (Norvège), Lysekil, Vallby Kile, Bua (Suède) et Jutland (Danemark)	-		800	20-26		Octobre 2012	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 0,9 (Gassco)</li> <li>• 1,1 Md \$ (EIA)</li> </ul>

(1) Accord initial du 8 septembre 2005 signé par Gazprom, E.ON, BASF. L'accord du 6 novembre 2007 donne à Gasunie une option pour l'achat de 9 % (4,5 % de Wintershall et 4,5 % de E.ON). Exportation prévue vers le Royaume-Uni (BBL) et le Danemark. Les contrats d'achat ont été signés en décembre 2007 (en Md m<sup>3</sup>/an) : Wings (9), Gazprom Marketing & Trading (Royaume-Uni) (4), E.ON Ruhrgas (4), Gaz de France (2,5), Dong (Danemark) (1). Des retards sont attendus pour la date de mise en œuvre. Il s'agit d'un « Projet d'intérêt européen » (TEN) depuis 2000, projet prioritaire depuis 2002. Il est prévu que NEL et OPAL transporteront le gaz à partir de Greifswald. De multiples branches étaient/ont en discussion : vers la Pologne, la Suède, la Lettonie, la Finlande, la Lettonie, la Finlande, Kaliningrad. Un nouveau budget est attendu pour février/mars 2008. Nord Stream attend les autorisations de la Suède et du Danemark. EIA Russia, avril 2007 ; EIA Germany, décembre 2006 ; Lang (2007) ; *Eurasia Daily Monitor*, vol. 4, n° 209, 9 novembre 2007 ; <www.diploweb.com>; Cohen (2006) ; <www.nord-stream.com>; <www.osw.waw.pl>; *Süddeutsche Zeitung*, 14 décembre 2007.

(2) Prolongerait le gazoduc existant entre la Lettonie et l'Estonie, pour connecter la Finlande aux réserves stockées en Lettonie. Étude de faisabilité complétée en mai 2007, étude des impacts sur l'environnement attendue pour 2008. <www.gasum.fi>; <www.nord-stream.com>; <www.upstreamonline.com>; <www.blaai.de>.

(3) Premier projet en 2001, abandonné, repris en 2007. Ce gazoduc prolongerait Skanded pour transporter du gaz norvégien vers la Pologne, mais pourrait également transporter du gaz russe vers le Danemark. L'accord de coopération pour la mise en œuvre (*co-operation agreement for implementing*) a été signé en novembre 2007. La décision finale d'investissement est prévue pour 2008. Le gazoduc sera financé, dans un premier temps, par la Pologne. Lang (2007) ; <www.energy-business-review.com>; <www.energinet.dk>; <www.nord-stream.com>.

(4) Autorisations de construction accordées par la Suède et le Danemark. La construction de Skanded mettra la rentabilité du BGI en question. EIA Germany, décembre 2006 ; Nord Stream, juin 2007 ; <www.halticgas.com>; <www.nord-stream.com>.

(5) <www.pvo.fi/Files/e962f81-bc68-44c0-87da-dc89e1a0d2aa/Feasibility-Study-Report-on-the-Mid-Nordic-Gas-Pipeline.pdf>.

(6) Décision d'investissement prévue pour octobre 2009. EIA Norway, août 2006 ; <www.gassco.no>; <www.energinet.dk/NR/rdonlyres/E7D26121-EE5C-46C9-9DCB-7BE93E65CD38/0/TheSkandedgas-pipelineprojectsummaryver\_02\_250607.pdf>.

## 5. Gazoducs sur le continent européen

### 5.1 Gazoducs existants

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
Trans-European Natural Gas Pipeline (TENP) <sup>(1)</sup>	Pays-Bas/Italie	Allemagne, Suisse	E.ON, SnameRete, ENI	968		16	
Allemagne/Pologne <sup>(2)</sup>	Zgorzelec	–				1	1992

(1) Transporte actuellement du gaz néerlandais, mais pourrait aussi transporter du gaz algérien ou libyen vers l'Allemagne. EIA Germany, décembre 2006 ; EIA Italy, mai 2006 ; <[www.eni.it](http://www.eni.it)>.

(2) Heinrich (2007).

## 5.2 Gazoducs en projet

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service estimée	Coût estimé
Bernau/Police <sup>(1)</sup>	Bernau (Allemagne)/ Police (Pologne)	-	Bartimpex, E.ON Ruhrgas, PGNiG, VNG			2,5 au début, 5 maximum (EIA)		
Ostsee Pipeline Anbindungs-Leitung (OPAL) <sup>(2)</sup>	Greifswald (Allemagne)/ Olbernhau (Allemagne)	-	Wingas 80 %, E.ON 20 %	480	55	36	2010	
Norddeutsche Erdgas Leitung (NEL) <sup>(3)</sup>	Greifswald (Allemagne)/Achim/ Rehden (Allemagne)/ Pays-Bas	-	Wingas 75 %, E.ON 25 %	370	48	20	2012	

(1) Les entretiens sur le gazoduc ont été suspendus par le côté polonais au printemps 2006. Lang (2007) ; EIA Germany, décembre 2006 ; EIA North-Central Europe, février 2006

(2) En cours d'autorisation ; reliait Nord Stream avec JAGAL, STEGAL et Gazela. Début de construction prévu pour fin 2008. &lt;www.osw.waw.pl&gt; ; &lt;www.wingas.de&gt;.

(3) En cours d'autorisation ; reliait Nord Stream avec le gazoduc Rehden-Hamburg et ainsi l'Allemagne de l'Ouest, les Pays-Bas, le Royaume-Uni. &lt;www.osw.waw.pl&gt; ; &lt;www.wingas.de&gt;.

## 6. Gazoducs entre la Russie et l'Europe via l'Ukraine, la Biélorussie et la Finlande

### 6.1 Gazoducs existants

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
Jamal-Europe <sup>(1)</sup>	Torzhok/Jamal (Russie)/ Frankfort-sur-l'Oder (Allemagne)	Biélorussie, Pologne	<ul style="list-style-type: none"> <li>Parties russe et biélorussie : Gazprom</li> <li>Partie polonaise : EuroPol</li> <li>Gaz (48 % Gazprom, 48 % PGNiG, 4 % Polish Gas-Trading S.A.)</li> </ul>	4 187 dont : • Russie : 2 932 • Biélorussie : 575 • Pologne : 680	56	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 31 (EIA)</li> <li>• 33 (Gazprom, Yafimava/Stern)</li> <li>• 35 (Lang)</li> <li>• 33 en Biélorussie, 20 en Pologne (Victor&amp;Victor)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Biélorussie-Pologne : 1997</li> <li>• Russie-Biélorussie : septembre 1999</li> </ul>
Northern Lights/ Beltransgaz/ Siyaniye Severa <sup>(2)</sup>	Urengoi (Russie)/ Uzhgorod (Ukraine)	Biélorussie	<ul style="list-style-type: none"> <li>Partie russe : Gazprom</li> <li>Partie biélorussie : Beltransgaz</li> </ul>	4 500		<ul style="list-style-type: none"> <li>• 25 (Victor&amp;Victor)</li> <li>• 14 en Biélorussie (Yafimava/Stern)</li> </ul>	1983
Finland Connector <sup>(3)</sup>	Russie/Finlande	–				<ul style="list-style-type: none"> <li>• 20 (Victor&amp;Victor)</li> </ul>	1973, élargi en 1999
Bratstvo (nord)/ Transgas (branche Slovaquie/Rép. tchèque) <sup>(4)</sup>	Russie/Allemagne	Ukraine, Slovaquie, République tchèque, Autriche	Gazprom pour la partie russe	2 750		<ul style="list-style-type: none"> <li>• 30 (Victor&amp;Victor)</li> </ul>	1967
Bratstvo (sud)/ Trans-Balkan <sup>(5)</sup>	Russie/Turquie	Ukraine, Moldavie, Roumanie, Bulgarie	Gazprom pour la partie russe			<ul style="list-style-type: none"> <li>• 20 (Victor&amp;Victor)</li> </ul>	1967

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
<b>Urengoy</b> <sup>(6)</sup>	Urengoy (Russie)/ Allemagne/ Autriche	Ukraine, Slovaquie, République tchèque	Gazprom pour la partie russe	5 000		40 (Victor&Victor)	1984
<b>Progress/ Yamburg</b> <sup>(7)</sup>	Russie/Ukraine	-	Gazprom pour la partie russe			30 (Victor&Victor)	1986
<b>Soyouz/ Orenburg</b> <sup>(8)</sup>	Russie/Ukraine	-	Gazprom pour la partie russe			30 (Victor&Victor)	1978
<b>Pologne/ Ukraine</b> <sup>(9)</sup>	Dzrodowicz					6 (GTE)	
<b>Ustilug/ Hrubieszow</b> <sup>(10)</sup>	Ustilug (Ukraine)/ Hrubieszow (Pologne)		PGNiG, Naftogaz	17		jusqu'à 0,5 (Lang)	2005
<b>Sachsen/ Thüringen/ Erdgasleitung (STEGAL)</b> <sup>(11)</sup>	St. Katharinen (République tchèque)/ Reckrod (Allemagne)	-	Wingas	322	32	17	1992
<b>Mitteleuropäische Gasleitung (MEGAL)</b> <sup>(12)</sup>	• MEGAL-Nord : République tchèque/ Medelsheim (Allemagne) • MEGAL-Sud : Oberkappel (Autriche)/ Schwandorf (Allemagne)	-	E.ON	467 • MEGAL-Nord : • MEGAL-Sud : 161	32	15	1979



## 6.1 Gazoducs existants (suite)

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
<b>Trans Austria Gasleitung (TAG)</b> <sup>(13)</sup>	Baumgarten (Autriche)/Arnoldstein (frontière Autriche- Italie), branche vers Slovénie	-	ENI 89 %, OMV 11 %	380		32	
<b>Hungaro-Austria- Gasleitung (HAG)</b> <sup>(14)</sup>	Baumgarten (Autriche)/Győr (Hongrie)	-	OMV, MOL	120 dont : • Hongrie : 70 • Autriche : 50		4,4 (MOL)	
<b>West-Austria- Gasleitung (WAG)</b> <sup>(15)</sup>	Baumgarten (Autriche)/Oberkappel (frontière Autriche- Allemagne)	-	OMV	245			
<b>Budapest/ Belgrad</b> <sup>(16)</sup>	Budapest (Hongrie)/ Belgrade (Serbie)	-	MOL			3,3 (MOL)	

(1) Prolongé en Allemagne par JAGAL. Il existe des branches vers les pays baltes. EIA North-Central Europe, février 2006 ; EIA Russia, avril 2007 ; Heinrich (2007), Lang (2007).  
 (2) Rejoint Bratislava en Ukraine. Russia, avril 2007 ; EIA Ukraine, août 2007 ; Victor et Victor (2004), Yafimava et Stern (2007).

(3) Victor et Victor (2004).

(4) EIA North-Central Europe, février 2006 ; EIA Russia, avril 2007 ; EIA Ukraine, août 2007 ; EIA Turkey, octobre 2006 ; Victor et Victor (2004).

(5) Branche vers la Grèce. EIA North-Central Europe, février 2006 ; EIA Russia, avril 2007 ; EIA Ukraine, août 2007 ; Victor et Victor (2004).

(6) EIA Russia, avril 2007 ; EIA Ukraine, août 2007 ; Victor, Jaiffe, Hayes (2006), Victor et Victor (2004).

(7) EIA Russia, avril 2007 ; EIA Ukraine, août 2007 ; Victor et Victor (2004).

(8) Rejoint Bratislava en Ukraine. EIA Russia, avril 2007 ; EIA Ukraine, août 2007 ; Victor et Victor (2004).

(9) Lang (2007) ; <www.gte.eu.com>.

(10) Lang (2007) ; <www.przeglad-techniczny.pl>.

(11) Capacité élargie en 2006. Importe du gaz russe en Allemagne. EIA Germany, décembre 2006 ; <www.wingas.de>.

(12) MEGAL-Sud rejoint MEGAL-Nord à Schwandorf. Transporte du gaz russe vers l'Allemagne et la France. EIA Germany, décembre 2006.

(13) Reuters 17/5/2007 ; <www.taggmbh.at>.

(14) <www.mol.hu>.

(15) <www.bog-gmbh.at>.

(16) <www.mol.hu>.

## 6.2 Gazoducs en construction

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service estimée	Coût estimé (Md €)
<b>Gryazovets/ Vyborg</b> <sup>(1)</sup>	Gryazovets (Russie)// Vyborg (Russie)	-	Gazprom	917	56		2010	
<b>Uzgorod/ Novoposkov</b> <sup>(2)</sup>	Uzgorod (Ukraine)// Novoposkov (Ukraine)	-				max.19 (EIA)	2009	2,2-2,8 (EIA)
<b>Arad-Szeged</b> <sup>(3)</sup>	Arad (Roumanie)// Szeged (Hongrie)	-	Transgaz	105 dont : • Roumanie : 65 • Hongrie : 40				

(1) Gazoduc pour relier Nord Stream à Unified Gas Supply System of Russia (UGSS). La construction a commencé le 9 décembre 2005. <[www.gazprom.com](http://www.gazprom.com)>.

(2) La construction a commencé en février 2006. EIA Ukraine, août 2007.

(3) EIA Southeastern Europe, août 2006 ; <[www.criib.mae.ro](http://www.criib.mae.ro)>.

### 6.3 Gazoducs en projet

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service estimée	Coût estimé (Md €)
<b>Jamal-Europe II (partie nord)</b> <sup>(1)</sup>	Péninsule de Yamal (Russie)/Torzok (Russie)	–	Gazprom	2 500		80 (Götzt)		20-40 (Götzt)
<b>Jamal-Europe II (partie ouest)</b> <sup>(2)</sup>	Torzok (Russie)/Francfort-sur-l'Oder (Allemagne)	Biélorussie, Pologne	Gazprom pour la partie russe, Pologne	1 600		33 (Götzt, EIA)	2010	2,5 (Götzt), 10 (EIA)
<b>Amber</b> <sup>(3)</sup>	Russie/Allemagne	Lettonie, Lituanie, Pologne						

(1) Götzt (2004)

(2) La Pologne et la Russie sont en désaccord sur le trajet en Pologne : Gazprom veut un gazoduc vers la Slovaquie/l'Europe centrale et la Pologne, un gazoduc vers l'Allemagne. La construction est peu probable après la décision pour Nord Stream. EIA North-Central Europe, février 2006 ; EIA Russia, avril 2007 ; Lang (2007).

(3) Alternative à Nord Stream, proposée par la Pologne, l'Ukraine et les pays Baltes en 2004 ; construction peu probable. Götzt (2005).

## 7. Gazoducs entre la région caspienne et la Russie

### 7.1 Gazoducs existants

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
<b>Caspian Coastal pipeline/PreCaspian</b> <sup>(1)</sup>	Turkménistan/Russie	Kazakhstan	Gazprom pour la partie russe			5 (EDM), augmentation à 20 prévue pour 2012	
<b>Central Asia-Center (CAC)</b> <sup>(2)</sup>	Région de la mer Caspienne (Turkménistan)/Turkménistan de l'Est/Ouzbékistan du Sud/Alexandrov Gay (Russie)	Kazakhstan, Ouzbékistan	Gazprom pour la partie russe	2 750		45 (EDM), 45 ou 54 (Roussetot)	1974

(1) En très mauvais état, rénovation du gazoduc et augmentation de la capacité à 20 Md m<sup>3</sup>/an prévues pour 2012 selon l'accord de mai 2007, ou bien construction d'un nouveau gazoduc qui suivrait en parallèle le gazoduc existant. *Eurasia Daily Monitor*, 26 novembre 2007 ; Pirog (2007).

(2) Accord pour la modernisation et augmentation de la capacité à 65 Md m<sup>3</sup>/an signé en mai 2007. Le gazoduc transporte en très grande partie du gaz turkmène, mais également du gaz kazakh et ouzbek. EIA Kazakhstan, octobre 2006 ; EIA, Central Asia, septembre 2005 ; EIA Caspian Sea, janvier 2007 ; *Eurasia Daily Monitor*, 26 novembre 2007 ; *Petroleum Economist*, juillet 2007 ; Götz (2004), Roussetot (2007).

## 8. Gazoducs reliant la Russie et les ex-Républiques soviétiques à l'Europe via la Turquie ou la mer Noire

### 8.1 Gazoducs existants

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
Blue Stream <sup>(1)</sup>	Izobilnoye (Russie)/ Ankara (Turquie)	-	Gazprom, ENI, Botas	1218 dont : • Russie : 357 • Offshore : 378 • Turquie : 483	• Onshore : 47/55 • Offshore : 24	• capacité potentielle : 16 • quantités transportées en : - 2004 : 3 - 2005 : 5 - 2006 : 7 (EIA, energypublisher) - 2010 : on en attend 16 (RFE)	Décembre 2002, inauguration officielle en novembre 2005
Bakou-Tbilissi-Erzurum (BTE)/ South Caucasus Pipeline (SCP)/ Shah-Deniz Pipeline <sup>(2)</sup>	Shah Deniz (Azerbaïdjan)/Erzurum (Turquie)	Géorgie	• Propriétaires : - BP : 25,5 % - Statoil : 25,5 % - SOCAR : 10 % - Lukoil : 10 % - Total : 10 % - OIEC : 10 % - TPAO : 9 % • Opérateurs : BP et Statoil	883 dont : • Azerbaïdjan : 442 • Géorgie : 248 • Turquie : 193	42	• 6,6 au début • pourrait être augmenté à 20 (EIA) • capacité maximale 30 (EDM)	15/12/2006
Turkey/Greece Interconnector/ Aegean/South European Gas Ring Project <sup>(3)</sup>	Karacabey (Turquie)/ Komotini (Grèce)	Botas, DEPA	• 0,75 au début, 11 au final (Biresşelöglu) • 0,25 au début (NYT), 12 au final (Reuters)	286	36		18/11/2007

(1) Coût de construction : 3,2 Md \$, dont 1,7 Md pour la partie offshore. Débats sur une extension vers l'Italie ou la Hongrie (via la Bulgarie et la Roumanie, coût estimé à 5 Md €). La Turquie a arrêté les livraisons via Blue Stream en mars 2003, reprises en décembre 2003. EIA Russia, avril 2007 ; EIA Turkey, octobre 2006 ; *International Herald Tribune*, 12 mars 2007 ; RFE/RL, 27 août 2007 ; <www.energypublisher.com> ; Ping (2007).

(2) En parallèle au BTC, coût de construction : 1-1,3 Md \$. EIA Azerbaijan, décembre 2007 ; EIA Caspian Sea, janvier 2007 ; EIA Turkey, octobre 2006 ; <www.bp.com> ; EDM, 8 mai 2006.

(3) Il transporte du gaz azerbaïdjanais, via le BTC. Coût de construction : 300 millions \$. Il sera prolongé par Poseidon (Grèce-Italie), pour former le Turkey-Greece-Ialy-Interconnector (TGI). EIA Italy, mai 2006 ; <www.edison.it> ; Biresşelöglu (2007a, b) ; <www.reuters.com>.

## 8.2 Gazoducs en projet

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service estimée	Coût estimé
Transcaspian <sup>(1)</sup>	Turkménistan/ Turquie	Azerbaïdjan, Géorgie	Botas	1 700 dont : • Offshore : 230		31 (EIA)		2-3 Md \$ (EIA)
Frontière Géorgie-Turquie et/ou Frontière Iran-Turquie/ Baumgarten (Autriche)			<ul style="list-style-type: none"> <li>• OMV : 20 %</li> <li>• MOL : 20 %</li> <li>• Transgaz : 20 %</li> <li>• Bulgargaz : 20 %</li> <li>• Botas : 20 %</li> </ul>	env. 3 300	56	<ul style="list-style-type: none"> <li>• capacité initiale : jusqu'à 8</li> <li>• capacité maximale : 31 (Nabucco)</li> </ul>	2012	env. 5 Md € (Nabucco), 5.35-5.8 Md \$ (EIA)
South Stream <sup>(3)</sup>	Beregovaya (Russie)/mer Noire/Varna (Bulgarie)/Italie (et Autriche)	Bulgarie et Grèce (+ Albanie) + mer Ionienne ou Roumanie/Hongrie/Slovaquie ou ex-Yougoslavie	Gazprom, ENI	900 (offshore)		30 (Petroleum Economist, Platts)	2013	12 Md \$ (Brower 2007), 10 Md \$ (Global Insight), 10 Md € (Platts)
White Stream/ Georgia-Ukraine-EU (GUEU) <sup>(4)</sup>	Géorgie/UE	Région caspienne - mer Noire - Ukraine - Pologne/ Lituanie/ Slovaquie Alternative: offshore jusqu'en Roumanie	Consortium new-yorkais : • Pipeline Systems Engineering (PSE) • Radon-Ishizumi consulting	950 dont : • Géorgie (Tbilissi/ Soupsa) : 100 • Offshore : 650 • Ukraine : 200	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Géorgie : 42</li> <li>• Offshore : 24</li> <li>• Crimée : 20</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 8 au début</li> <li>• 24-32 si connecté à la Trans-Caspian Gas Pipeline (dont la réalisation est peu sûre, PG)</li> </ul>		2 Md \$ (PG)

## 8.2 Gazoducs en projet

*(suite)*

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service estimée	Coût estimé
Greece-Italy-Interconnector/ South European Gas Ring Project/ Poseidon (5)	Komotini (Grèce)/Otranto (Italie)	-	DEPA 50 %, Edison 50 %	800 dont : • Grèce : 600 • Offshore : 200		8 (EIA, Platts)	2011-2012	1,3 Md \$ (EIA)
Trans-Adriatic Pipeline (TAP) (6)	Saloniki (Grèce)/Brindisi (Italie)	Albanie	Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg et partenaires	513 dont : • Offshore : 117	48 onshore, 36 offshore	10, extensible à 20 (TAP)	2011	0,1 à 0,15 Md € (TAP)
Ionian-Adriatic pipeline (7)	Vlore (Albanie)/Ploce (Croatie)	Monténégro	EGL, Plinacro	400 dont : • Albanie : 170 • Monténégro : 100 • Croatie : 130	28	5 (Plinacro)	2011-2012	0,23 Md € (energypublisher)

(1) Accord de construction signé par Botas en 1999, mais résilié à cause des découvertes de Shah Deniz. EIA Turkey, octobre 2006 ; EIA Caspian Sea Region : Reserves and Pipelines, juillet 2002.

(2) RWE semble sur le point de rejoindre le consortium, Gaz de France était également intéressé. La décision définitive de construction a été reportée au 1<sup>er</sup> trimestre 2008. EIA Iran, août 2006 ; EIA Turkey, octobre 2006 ; EIA North-Central Europe, février 2006 ; <www.bundestag.de/bic/analysen/2007/Nabucco-Pipeline.pdf> ; <www.nabucco-pipeline.com> ; Stuttgarter Zeitung, 4 décembre 2007 ; Brower (2007) ; Bauchard et Thérme (2007).

(3) Gazprom et ENI ont signé un MOU le 23 juin 2007. Le temps de réalisation estimé est inférieur à 3 ans. Une étude de faisabilité est attendue pour 2008. Ce gazoduc transporterait du gaz kazakh et russe. <www.energypublisher.com> ; Platts, 23 novembre 2007 ; Global Insight, 10 décembre 2007.

(4) Le gazoduc partirait du South Caucasus Pipeline, près de Tbilissi, et transporterait initialement du gaz de Shah Deniz. Eurasia Daily Monitor, vol. 3, n° 226, 7 décembre 2006 ; <www.pipelineandgasjournal.com/P&G/pgj\_archive/Febo7/Intl207.pdf>.

(5) La construction devrait commencer en juin 2008. Selon l'accord de janvier 2007, 80 % du gaz transporté sera réservé pour Edison et 20 % pour DEPA. EIA Italy, mai 2006 ; <www.edison.it> ; Biresseloglu (2007a, b) ; <www.reuters.com>.

(6) Étude de faisabilité conclue en mars 2006 ; décision de construction attendue pour le 3<sup>e</sup> trimestre 2008, <www.trans-adriatic-pipeline.com>.

## 9. Gazoducs reliant l'Iran à l'Europe

### 9.1 Gazoduc existant

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
Iran/ Turquie <sup>(1)</sup>	Tabriz (Iran)/ Ankara (Turquie)	–		1 200		14 ; livraisons réelles 2,8-4,2 (EIA)	Janvier 2002

(1) La Turquie se plaint de la mauvaise qualité et des interruptions récurrentes de livraisons ; interruptions dues à des problèmes techniques et des attaques de séparatistes kurdes contre le gazoduc. Un accord turco-grec permettra de prolonger le gazoduc vers la Grèce. EIA Iran, août 2006 ; EIA Turkey, octobre 2006 ; *Stuttgarter Zeitung*, 4 décembre 2007.

### 9.2 Gazoduc en projet

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	Mise en service estimée	Coût estimé
Sarmatia <sup>(1)</sup>	Iran/Pologne	Turquie, mer Noire, Ukraine					

(1) Il s'agit d'une idée très vague, le tracé serait en partie en parallèle avec Odessa-Brody-Ploek (Lang 2007).



## IX. Prix de transit (« transit fees »)

Les prix de transit pour le gaz naturel font l'objet de discussions récurrentes dans certains pays, tels l'Ukraine ou la Biélorussie. Les négociations ont souvent lieu au même moment que les négociations sur le prix du gaz que le pays de transit achète au fournisseur. Il existe différents modèles de fixation des prix, dont certains sont peu clairs. Les accords ne sont pas toujours publiés, ou du moins pas en entier. Les prix de transit que nous indiquons ici sont donc forcément incomplets.

- **Biélorussie** : 1,45 \$/1000 m<sup>3</sup>/100 km (accord du 31/12/2006, pour Northern Lights)
- **Bulgarie** : 1,66 \$/1000 m<sup>3</sup>/100 km (ECS 2006)
- **Géorgie** : 5 % du gaz en transit (ECS 2006)
- **Maroc (Pedro Duran Farell)** : 5-7 % du gaz en transit (ECS 2006)
- **Pologne** : 380 millions €/an (estimation dans Heinrich 2007), 2,47 \$/1 000 m<sup>3</sup>/100 km (en 2004, ECS 2006)
- **République tchèque** : 2,9 \$/1 000 m<sup>3</sup>/100 km (ECS 2006)
- **Russie** : 1,7 \$/1 000 m<sup>3</sup>/100 km (accord du 6/12/2007, à payer par l'Ukraine pour le transport du gaz turkmène)
- **Tunisie (Enrico Mattei)** : 5,25 % pour les premiers 12,4 Md m<sup>3</sup>/an, 6 % pour les deux prochains millions de m<sup>3</sup>/an, 6,75 % pour un volume supérieur à 14,4 Md m<sup>3</sup>/an (APS) ; 5-7 % du gaz transporté (ECS 2006) ; 25 millions \$/an (Hayes)
- **UK Interconnector** : 2,12 \$/1 000 m<sup>3</sup>/100 km (ECS 2006)
- **Ukraine** : 1,7 \$/1 000 m<sup>3</sup>/100 km (accord du 6 décembre 2007)

*Tableau de comparaison, pour un mouvement de 350 km (ECS 2006, p. 65, en €/m<sup>3</sup>/heure/an) :*

- **Autriche (Penta West)** : 96 €/m<sup>3</sup>/h/a
- **Belgique (Fluxys)** : 78 €/m<sup>3</sup>/h/a
- **Pologne (Jamal)** : 71 €/m<sup>3</sup>/h/a (estimation)
- **Allemagne (Wingas)** : 63 €/m<sup>3</sup>/h/a
- **Slovaquie (SPP)** : 62 €/m<sup>3</sup>/h/a
- **UK Interconnector** : 55 €/m<sup>3</sup>/h/a (estimation)
- **Bulgarie** : 43 €/m<sup>3</sup>/h/a (estimation)
- **Russie** : 28 €/m<sup>3</sup>/h/a (estimation)
- **Ukraine** : 28 €/m<sup>3</sup>/h/a
- **Biélorussie (Jamal)** : 19 €/m<sup>3</sup>/h/a (estimation)
- **Biélorussie (Northern Lights)** : 12 €/m<sup>3</sup>/h/a (estimation)

## Ukraine

### Gaz importé en provenance de Russie

182 Md m<sup>3</sup> en 2006 (RAMSES 2008)

### Transit par l'Ukraine :

– Capacité technique/théorique : 140-175 Md m<sup>3</sup>/an (Götz), 155 Md m<sup>3</sup>/an (Victor et Victor 2004), 140 Md m<sup>3</sup>/an (Götz 2004), 170 Md m<sup>3</sup>/an (Denysyuk et Parmentier 2007), env. 40 Md m<sup>3</sup>/an de capacité non utilisés (EIA).

– Gaz réellement transporté par territoire ukrainien : 130 Md m<sup>3</sup>/an (Götz 2004, Dubien 2007), 128,4 Md m<sup>3</sup> en 2006, 116,8 Md m<sup>3</sup> prévus pour 2007 (UkrTranzGaz, selon EIA).

– 80 à 90 % des exportations de gaz russe vers l'Europe traversent le territoire ukrainien (Denysyuk / Parmentier 2007), 80 % (RFE/RL, 5 décembre 2007, Ukraine-Analysen 2).

### Évolution du prix de transit

1,09375 \$/1 000 m<sup>3</sup>/100 km (accord de l'été 2004)

1,6 \$/1 000 m<sup>3</sup>/100 km (accord du 4 décembre 2006)

1,7 \$/1 000 m<sup>3</sup>/100 km (accord du 6 décembre 2007).

## X. Terminaux méthaniers en Europe et dans des pays fournisseurs proches

### Terminaux de regazéification en UE-25 en 2006, par pays : état d'avancement

Pays	Existants	En construction	Proposés	Total
Belgique	1	1	0	2
Chypre	0	0	1	1
France	2	1	3	6
Allemagne	0	0	1	1
Grèce	1	1	2	4
Irlande	0	0	1	1
Italie	1	2	13	16
Lettonie	0	0	1	1
Pays-Bas	0	0	3	3
Pologne	0	0	1	1
Portugal	1	0	1	2
Espagne	5	4	5	14
Suède	0	0	1	1
Royaume-Uni	1	3	6	10
<b>Total</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>39</b>	<b>63</b>

Source : Commission européenne, Sector Inquiry Energy, disponible sur <[ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/index.html](http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/index.html)>

**Terminaux de regazéification en UE-25 en 2006, par pays :  
capacités maximum**

Pays	Existants	En construction	Total	Proposés
Belgique	4,5	4,5	9,0	–
Chypre	–	–	–	0,7
France	14,8	8,3	23,1	16,0
Allemagne	–	–	–	10,0
Grèce	2,3	4,3	6,6	n.a.
Irlande	–	–	–	n.a.
Italie	3,5	16,0	19,5	84,2
Lettonie	–	–	–	n.a.
Pays-Bas	–	–	–	> 12,0
Pologne	–	–	–	3,0
Portugal	5,2	–	5,2	3,3
Espagne	39,9	12,8	52,7	> 9,6
Suède	–	–	–	n.a.
Royaume-Uni	4,6	26,5	31,1	> 18,9
<b>Total</b>	<b>74,8</b>	<b>72,4</b>	<b>147,2</b>	–

***Terminaux méthaniers en Europe et dans des pays fournisseurs proches***

*Sources* : California Energy Commission (cartes), octobre 2007, disponible sur : <[www.energy.ca.gov/lng/international.html](http://www.energy.ca.gov/lng/international.html)> ; King et Spalding, LNG in Europe, 2006, disponible sur <[www.kslaw.com/library/pdf/LNG\\_in\\_Europe.pdf](http://www.kslaw.com/library/pdf/LNG_in_Europe.pdf)> ; *Stagnaro Oil and Gas Journal*, 9 juillet 2007 ; sites internet des compagnies.

**1. Terminaux méthaniers (liquéfaction) en Europe et dans des pays fournisseurs proches**

*1.1 Existants*

- Algérie (4) : Skikda, Arzew, Alger, Bettioua
- Égypte (2) : Damietta, ELNG (Abu Qir)
- Libye (1) : Mjarsa Al-Brega
- Norvège (1) : Snohvit (Melkoya/Hammerfest).

*1.2 En projet / proposés*

- Algérie : Gassi Touil, Tinrhert
- Égypte : à l'ouest de Damietta, Méditerranée nord-est (offshore)

- Kazakhstan : bord de la mer Caspienne (sud-ouest du Kazakhstan)
- Libye : Ghadames, Sirte Ras Lanuf, Sirte Murzuq, région Nord-Est
- Maroc : nord-ouest du Maroc
- Norvège : Nordic LNG (sud-ouest de la Norvège)
- Russie : Chtokman (Mourmansk), Ust-Luga (Baltic LNG, région de Saint-Pétersbourg), 2<sup>e</sup> projet dans la région de Saint-Pétersbourg, South Tambey, péninsule de Jamal.

## **2. Terminaux méthaniers (regazéification) en Europe**

### *2.1 Existants*

- Belgique (1) : Zeebrugge
- Espagne (6) : Barcelone, Bilbao, Carthagène/Murcia, El Ferrol, Huelva, Sagunto/Valence
- France (2) : Fos-sur-Mer, Montoir-de-Bretagne
- Grèce (1) : Revithoussa
- Italie (1) : Panigaglia
- Portugal (1) : Sines
- Royaume-Uni (2) : Isle of Grain, Teesside
- Turquie (2) : Marmara Ereğlisi, Izmir/Aliagla.

### *2.2 En construction*

- France : Fos Cavaou
- Royaume-Uni : Dragon LNG Milford Haven, South Hook Terminal Milford Haven
- Italie : Brindisi, North Adriatic LNG offshore Rovigo, Isola Porto di Levante, Rosignano Marittimo, Livorno.

### *2.3 En projet/proposés*

- Albanie : Fieri
- Allemagne : Wilhelmshaven, Rostock
- Chypre : Vassiliko
- Croatie : Omisalj
- Espagne : Gijon, îles Canaries, Granadilla de Abona (Ténérife)
- France : Le Verdon, Dunkerque, Antifer, Bordeaux
- Irlande : Shannon

- Italie : Augusta, Castiglione della Pescaia, Corigliano Calabro, Gioia Tauro, Livorno offshore, Muggia, Porto Empedocle, Porto Torres Sassari, San Ferdinando, Taranto, Trieste offshore, Trieste Zaule, Vado Ligure
- Lituanie : localité non définie sur la mer Baltique
- Pays-Bas : Gate Terminal Rotterdam, LionGas Terminal Rotterdam, Eemshaven, Maasvlakte ou Groningen
- Pologne : Swinoujscie, Gdansk
- Roumanie : Constanta
- Suède : Brunnsviksholmen
- Royaume-Uni : Anglesey, Barrow, Canvey Island<sup>149</sup>, East Irish Sea, Morecombe Bay, Teesside offshore
- Turquie : Ceyhan, Izkenderun
- Ukraine : localité non définie sur la mer Noire.

---

149. L'ancien terminal méthanier de Canvey Island, Thames Estuary, ouvert en 1959, a cessé son activité en 1994.

## XI. Gazoducs et oléoducs vers la Turquie

### 1. Gazoducs

#### 1.1 Gazoducs existants

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
Bratstvo (sud)/ Trans-Balkan <sup>(1)</sup>	Russie/ Turquie	Ukraine, Moldavie, Roumanie, Bulgarie	Gazprom pour la partie russe			20 (Victor&Victor)	1987 (arrivée de gaz en Turquie)
Blue Stream <sup>(2)</sup>	Izobilnaya (Russie)/ Ankara (Turquie)	-	Gazprom, ENI, Botas	1 218, dont : • Russie : 357 • Offshore : 378 • Turquie : 483	• Onshore : 47/55 • Offshore : 24	• capacité potentielle : 16 • quantités transportées en : - 2004 : 3 - 2005 : 5 - 2006 : 7 (EIA, energypublisher) - 2010, on en attend 16 (RFE)	Décembre 2002 (inauguration officielle en novembre 2005)
Bakou-Tbilissi- Erzurum (BTE)/ South Caucasus Pipeline (SCP)/ Shah-Deniz- Pipeline <sup>(3)</sup>	Shah Deniz (Azerbaïdjan)/ Erzurum (Turquie)	Géorgie	• Propriétaires : - BP : 25,5 % - Statoil : 25,5 % - SOCAR : 10 % - Lukoil : 10 % - Total : 10 % - OIEC : 10 % - TPAO : 9 % • Opérateurs : BP, Statoil	883, dont : • Azerbaïdjan : 442 • Géorgie : 248 • Turquie : 193	42	• 6,6 au début • pourrait être augmentée à 20 (EIA) • capacité maximale : 30 (EDM)	15/12/2006

## 1.1 Gazoducs existants

[suite]

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Md m <sup>3</sup> /an)	En service depuis
Iran/Turquie (4)	Tabriz (Iran)/ Ankara (Turquie)	-		1 200		14 ; livraisons réelles 2,8-4,2 (EIA)	janvier 2002

(1) Branche vers la Grèce. EIA North-Central Europe, février 2006 ; EIA Russia, avril 2007 ; EIA Ukraine, août 2007 ; Victor et Victor (2004).

(2) Coût de construction : 3,2 Md \$, dont 1,7 Md pour la partie offshore. Débats sur une extension vers l'Italie ou la Hongrie (via la Bulgarie et la Roumanie, coût estimé à 5 Md. La Turquie a arrêté les livraisons via Blue Stream en mars 2003, reprises en décembre 2003. EIA Russia, avril 2007 ; EIA Turkey, octobre 2006 ; International Herald Tribune, 12 mars 2007 ; RFE/RL, 27 août 2007 ; <www.energypublisher.com> ; Prog (2007).

(3) En parallèle au BTC, coût de construction : 1-1,3 Md \$. EIA Azerbaijan, décembre 2007 ; EIA Caspian Sea, janvier 2007 ; EIA Turkey, octobre 2006 ; <www.bp.com> ; EDM, 8 mai 2006.

(4) La Turquie se plaint de la mauvaise qualité et des interruptions récurrentes de livraisons, interruptions dues à des problèmes techniques et des attaques de séparatistes kurdes contre le gazoduc. Accord turco-grec de prolonger le gazoduc vers la Grèce. EIA Iran, août 2006 ; EIA Turkey, octobre 2006 ; Stuttgarter Zeitung, 4 décembre 2007.

## 1.2 Gazoducs en projet

Gazoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Diamètre (inch)	Capacité (Mld m <sup>3</sup> /an)	Mise en service estimée	Coût estimé
Nabucco <sup>(1)</sup>	Frontière Géorgie-Turquie et/ou Frontière Iran-Turquie/ Baumgarten (Autriche)	Turquie, Bulgarie, Roumanie, Hongrie	OMV : 20 % • MOL : 20 % • Transgaz : 20 % • Bulgargaz : 20 % • Botas : 20 %	env. 3 300	56	• capacité initiale jusqu'à 8 • capacité maximale : 31 (Nabucco-pipeline.com)	2012	• env. 5 Mld € (Nabucco) • 5,35-5,8 Mld \$ (EIA)
	Transcaspian <sup>(2)</sup>	Turkménistan/ Turquie	Botas	1 700 dont : • Offshore : 230		31 (EIA)		2-3 Mld \$ (EIA)
Irak/ Turquie <sup>(3)</sup>	Kirkouk (Irak)/ Ceyhan (Turquie)		Botas, TPAO					
Syrie/ Turquie <sup>(4)</sup>	Aleppo (Syrie)/ Kili (Turquie)			100				
Samsun/ Ceyhan <sup>(5)</sup>	Samsun (Turquie)/ Ceyhan (Turquie)		Botas, TPAO					

(1) RWE semble sur le point de rejoindre le consortium, Gaz de France étant également intéressé. La décision définitive de construction a été reportée au 1<sup>er</sup> trimestre 2008. EIA Iran, août 2006 ; EIA Turkey, octobre 2006 ; EIA North-Central Europe, février 2006 ; voir aussi <[www.bundestag.de/bic/analysen/2007/Nabucco-Pipeline.pdf](http://www.bundestag.de/bic/analysen/2007/Nabucco-Pipeline.pdf)> ; <[www.nabucco-pipeline.com](http://www.nabucco-pipeline.com)> ; Stuttgartar Zeitung, 4 décembre 2007 ; Brower (2007).

(2) Accord de construction signé par Botas en 1999, mais résilié à cause des découvertes de Shah-Deniz ; EIA Turkey, octobre 2006 ; EIA Caspian Sea Region : Reserves and pipelines, juillet 2002.

(3) Cette route serait parallèle à l'oléoduc existant Kirkouk/Ceyhan (Fink 2006).

(4) Suite à l'accord de janvier 2008, il transporterait du gaz égyptien vers la Turquie. OGI Daily Update, 15 janvier 2008.

(5) L'idée est de construire un gazoduc parallèle à l'oléoduc en construction, qui rendra possible le transport par bateau, en évitant le détournement du Bosphore (Fink 2006).



## 2. Oléoducs

## 2.1 Oléoducs existants

Oléoduc	Trajet	Pays de jonction	Propriétaire/opérateur	Longueur (km)	Capacité technique (mb/j)	Pétrole transporté (mb/j)	Diamètre (inch)	Prix du transit	En service depuis
Bakou/Tbilissi/Ceyhan (BTC) <sup>(1)</sup>	Bakou (Azerbaïdjan)/Ceyhan (Turquie)	Géorgie	Propriétaires : • BTC Pipeline Company-BP : 30,1 % • AzBTC : 25 % • Chevron : 8,9 % • Statoil : 8,71 % • TPAO : 6,53 % • ENI : 5 % • Total : 5 % • Itochu : 3,4 % • INPEX : 2,5 % • ConocoPhillips : 2,5 % • Amerada Hess : 2,36 % (en juillet 2006)	1768 dont : • Azerbaïdjan : 443 • Géorgie : 249 • Turquie : 1076	Pour 2008-2009 : • 1 (EIA) • 1 (ECS) • 50 mt/an (Götiz)	en moyenne 0,21 (juin-septembre 2006), on attendait 0,5 au début de 2007 (EIA)	46/42/34	Pour les membres du consortium et pour un transport de Sangachal à Ceyhan : • 3,3 \$/baril (2005-2010) • 4,6 \$/baril (2010-2016) • 5,5 \$/baril (2016-2029). La Turquie devrait gagner entre 140-200 millions \$ par an de frais de transit et d'opération. La Géorgie s'attend à toucher 112 millions \$ durant la période 2004-2008 et 566 millions \$ durant la période 2009-2019	Mai 2005
Strategic Pipeline (North-South system) <sup>(2)</sup>	Irak/ Turquie	-	State Oil Marketing Organization (Irak)		S1,4 (EIA)	o actuellement (EIA)			1975
Kirkouk/Ceyhan <sup>(3)</sup>	Kirkouk (Irak)/Ceyhan (Turquie)	-	State Oil Marketing Organization (Irak)	966	• 1 <sup>re</sup> ligne : 1,1 • 2 <sup>e</sup> ligne : 0,5 (EIA)	o 15-0,55 en juin 2006 (EIA)	• 1 <sup>re</sup> ligne : 40 • 2 <sup>e</sup> ligne : 46		

(1) Coût de construction : 3,9 Md \$ ; &lt;www.bp.com&gt; ; EIA Azerbaijan, août 2006 ; EIA Caspian Sea, janvier 2007 ; EIA Turkey, octobre 2006 ; &lt;www.iaea.org/Textbase/work/2006/energy\_security/Norruzov.pdf&gt;.

(2) Mis hors service en 1990/1991, Northern Oil Company (Irak) a estimé en 2003 qu'il faudra « longtemps » pour remettre en route l'oléoduc. EIA Iraq, juin 2006.

(3) Des entreprises militaires privées surveillent la sécurité de l'oléoduc, qui a été la cible de nombreuses attaques. Actuellement, l'oléoduc ne fonctionne que sporadiquement. EIA Iraq, juin 2006.

## 2.2 Oléoduc en construction

Oléoduc	Trajet	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Capacité (mb/j)	Diamètre (inch)	Mise en service prévue	Coût estimé (Md \$)
<b>Samsun-Ceyhan Pipeline (SCP)/Trans-Anatolian Pipeline <sup>(1)</sup></b>	Samsun (Turquie)/ Ceyhan (Turquie)	Trans-Anadolou Pipeline Company (TAPSCO) ; • ENI 50 % • Calik Energy 50 %	555	• capacité initiale : 1 • capacité potentielle : 1,5 (Calik/ENI)	42-48	2010	1,5 (Calik/ENI)

(1) Début de construction : 24 avril 2007. Transportera du pétrole russe qui arrivera à Samsun par bateau. EIA Turkey, octobre 2006 ; RIA, 24 avril 2007 ; <www.iea.org/Textbase/work/2006/energy\_security/Cavanna.pdf> ; <www.eni.it>

## 2.3 Oléoducs en projet

Oléoduc	Trajet	Propriétaire/ opérateur	Longueur (km)	Capacité (mt/an)	Diamètre (inch)	Mise en service prévue	Coût estimé (Md \$)
<b>Kiyiköy/ Ibrikbaba, (1) Trans-Thrace</b>	Kiyiköy (Turquie)/ Ibrikbaba (Turquie)	OJSC AK Transneft	193	60	48		0,9 (Götz)
<b>Transcaspien (2)</b>	Turkménistan/ Azerbaïdjan/Turquie						

(1) Götz (2004) ; <www.simdex.com/future\_pipeline\_projects/samples/Trans\_Thrace\_Pipeline.pdf> ; Alexanders 1 septembre 2004.

(2) Selon Vladimir Socor, le Turkménistan et le Kazakhstan pourraient construire des oléoducs sous-marins sans avoir besoin de l'accord des autres pays riverains : par exemple un oléoduc qui relierait la plate-forme turkmène Block 1 avec les champs azerbaidjanais Azeri-Chirag-Guneshli. Le Kazakhstan pourrait construire un oléoduc qui rejoindra ce système qui ne pourrait pas être considéré comme « trans-caspien » dans un sens juridique. *Petroleum Economist*, juillet 2007.









Conception graphique, mise en page et impression  
**bialec**, nancy (France)  
Dépôt légal n° 69573 - juillet 2008

© Ifri, 2008





## GAZ ET PÉTROLE VERS L'EUROPE

### GOVERNANCE EUROPÉENNE ET GÉOPOLITIQUE DE L'ÉNERGIE

L'approvisionnement énergétique de l'Union européenne (UE) en hydrocarbures dépend des importations. Bien que la Commission européenne préconise la diversification et l'augmentation des ressources autochtones, notamment par le biais du renouvelable qui devrait atteindre 20 % en 2020, la dépendance européenne, via l'importation des hydrocarbures, restera non seulement importante mais augmentera.

Une attention particulière doit ainsi être portée à la question de l'acheminement et aussi à celle des pays d'origine, de l'investissement dans les infrastructures, de leur protection, de la relation avec les pays de transit, des « consommateurs concurrents » – notamment la Chine et les pays émergents, mais aussi les États-Unis –, voire du gaspillage dans les pays producteurs, et enfin du prix. La sécurité des approvisionnements dépend de l'adéquation et de la fiabilité des infrastructures, qui s'inscrivent toujours dans une logique de longue durée.

Ce quatrième ouvrage du programme Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie de l'Ifri inclut les thématiques des parcours et du débit potentiel de ces infrastructures, leur utilisation actuelle et les conditions financières de transport, les projets en cours ou en planification, leur coût, leur financement et leur date probable de mise en service. Bien que l'étude examine nécessairement toutes les infrastructures (y compris la Norvège, le Royaume-Uni et l'Afrique du Nord), elle s'attache en particulier à celles qui lient l'Europe à la Russie et à l'espace post-soviétique (Asie centrale, mer Caspienne). L'enjeu du gaz paraît dominant dans les débats actuels.

*Diffusion :*  
La Documentation française  
29-31, quai Voltaire  
75340 Paris Cedex 07  
Tél. : 33 (0)1 40 15 70 00  
Fax : 33 (0)1 40 15 68 00  
[www.ladocumentationfrancaise.fr](http://www.ladocumentationfrancaise.fr)

Prix : 17,5 €  
ISBN 978-2-86592-315-1

