



Centre Internationale de Formation Européenne

**INSTITUT EUROPEEN DES HAUTES ETUDES
INTERNATIONALES**

Diplôme des Hautes Etudes Européennes et Internationales

Année Académique 2004/2005

**L'IMPACT ET LA PLACE
DE LA TURQUIE DANS
LE RESEAU ENERGETIQUE
TRANSEUROPEEN**

Mémoire présenté par,

Fatma Hande Ovacik

Directeur de recherche,

Nizar Ben Ayed

Avocat,

A.T.E.R. à la Faculté de Droit

et des Sciences Economiques

et de Gestion de Nice.

Assistant à l'IEHEI.

Nice, juin 2005

Table des matières

Table des matières	2
La Liste des Tableaux.....	5
INTRODUCTION.....	6
Chapitre I : L'Impact de la Turquie dans le Réseau Transeuropéen.....	9
Section 1 : La Turquie et Le Réseau Transeuropéen.....	9
A- La Turquie pays consommateur d'énergie :.....	9
a- La consommation en gaz naturel :.....	9
b- La consommation en pétrole :.....	10
c- Les importations d'hydrocarbures :.....	11
B- Le Poids de la Turquie dans la région Eurasie:	11
C- La Turquie pays de transit des matières énergétiques :.....	16
Section 2 : Le potentiel turc dans le RTE.....	19
A- Les atouts de la Turquie dans le domaine de transport de l'énergie	19
a. Les infrastructures énergétiques turques :	19
1-Le réseau des gazoducs :.....	19
2- Le réseau d'oléoducs	20
- Le projet de l'oléoduc Bakou-Tbilissi-Ceyhan.....	20
3- Les Raffineries	27
B- Le défi de GNL :.....	28
C- Le Projet Nabucco	29
D- Le Projet « Blue Stream » :.....	30
Section 3 : Le rôle de la Turquie dans la sécurité d'approvisionnement de l'UE en matières énergétiques.....	33
A- Les projets TRACECA et INOGATE :.....	37
a- Le projet TRACECA.....	38
b- Interstate Oil & Gas Transport to Europe (INOGATE):	40
B- Les projets communs avec la Russie et l'Iran :.....	40
a. Le projet turco-russe :	40
- Trans-Caspian Gaz Pipeline (TCGP)	41
b. Les projets turco-iranien :.....	42
1- Le gazoduc via l'Iran :.....	42
2- Le gazoduc Iran- Turquie	43
Chapitre II : La Place de la Turquie dans le Réseau Transeuropéen.....	45
Section 1 : Appartenance de la Turquie au RTE	45
A- Les acteurs du marché des hydrocarbures	45
a- Les compagnies nationales turques	45
b- Les principaux intervenants du secteur privé	46
B- L'Etat turc et les projets « By-Pass » :	47
a. La navigation sur le Bosphore et les projets by-pass.....	47
b. Le Système de TSS :.....	48
c. Les projets by-pass:	49
1- Odessa- Brody:.....	49
2.Adria-Druzhba Integration:.....	50
3.Constanza-Pancevo-Omisalj-Trieste (CPOT):.....	50
4.Albania- Macedonia- Bulgaria Oil (AMBO) Pipeline:	51

5. Bourgas-Alexandroupolis: (Trans-Balkan Oil Pipeline):	51
6. Kiyikoy-Ibrikbab :	52
7. Samsun-Ceyhan :	52
8. Agva-Izmit:	53
Section 2 : La Turquie vaste marché de libre échange des produits énergétiques.....	55
Section 3 : L'adhésion de la Turquie au réseau transeuropéen.....	60
A- Les projets d'interconnexion électrique :	62
a- Le raccordement Syrie - Turquie	62
b- Le raccordement Turquie –Grèce.....	62
B- Les projets proposés de connexion au réseau gazier :	62
a- Les Gazoducs NG4 venant de la mer Caspienne : Interconnecteur entre la Turquie et la Grèce	62
b- Le Gazoduc Turquie –Grèce –Italie	63
c- Le Gazoduc Turquie –Autriche (passant par la Bulgarie, la Roumanie et la Hongrie).....	63
CONCLUSION	65
ANNEXES	68

La Liste des Tableaux

- Tableau1 : Réserves, production et exportation en hydrocarbures
- Tableau2 : Cartes des gazoducs turcs
- Tableau3 : Les Raffineries et oléoducs en La Turquie
- Tableau4 : Le système pipeline de Botas
- Tableau5 : Tableau récapitulatif approvisionnements en gaz naturel de la Turquie
- Tableau6 : Pays bénéficiaires et observateurs du programme INOGATE
- Tableau7 : Gazoducs NG4 venant de la mer Caspienne
- Tableau8 :Interconnecteur entre la Turquie et la Grèce
- Tableau9 : Gazoduc Bakou- Tbilissi- Ceyhan
- Tableau10 : Gazoduc Turquie- Italie- Grèce
- Tableau11 : Gazoduc Turquie- Autriche
- Tableau12 : NG7 Anneau gazier du bassin méditerranéen oriental
- Tableau 13 : Gazoduc arabe partant de l’Egypte (NG7b)
- Tableau14 : Bilan pour le gaz
- Tableau15 : Importations de pétrole
- Tableau16 : Production de l’électricité dans l’UE, dans les pays en voie d’adhésion et dans les pays voisins en 2000
- Tableau17 : Les gazoducs et oléoducs de l’Asie centrale et Caucase
- Tableau 18 : EU-15 and EU-30 gas import dependence, 1998-2030
- Tableau19 : EU-15 gas balance, 1998-2030
- Tableau20 : EU gas import distribution, 2000 and 2030
- Tableau 21 Potential Eurasian gas suppliers to the EU market
- Tableau 22 : Article Libération jeudi 25 mai 2005

INTRODUCTION

Situant entre les ressources hydrocarbures très riches et le marché européen, avec une demande d'énergie qui augmente de plus en plus, la Turquie se prépare à être le corridor énergétique indispensable pour l'Union européenne.

La Turquie connaît un développement économique rapide qui s'accompagne naturellement d'une hausse spectaculaire de la demande en énergie. Disposant de ressources insignifiantes en hydrocarbures, le pays dépend largement des ressources extérieures. Afin de sécuriser ses approvisionnements, elle entend diversifier ses importations, notamment en se tournant vers les jeunes républiques d'Asie centrale, culturellement proches et potentiellement très riches en hydrocarbures. Elle y trouve un écho favorable, ces pays désirant réduire leur dépendance vis-à-vis de la Russie, seule voie actuelle d'évacuation de leur production.

La Turquie devient aujourd'hui un relais très important dans le transport des ressources énergétiques de la région du Caucase et du Moyen Orient vers les marchés européens, et l'Union européenne cherche clairement à multiplier de nouvelles routes et sources de fourniture en matières énergétiques. Dans ce regard, les officiels de l'UE et la Turquie cherchent à former une synergie.

Formellement, la notion de réseau ou, plus précisément, celle de réseau énergétique transeuropéen a trouvé que récemment sa place dans les textes et traités qui jalonnent le processus d'intégration européenne. Le traité de Maastricht a donné à la Communauté la tâche de contribuer à l'établissement et au développement de réseaux transeuropéens d'infrastructures de transport, de télécommunications et d'énergie.

Ces réseaux trouvent leur sens dans l'objectif général de cohésion économique et sociale et l'un de leurs buts essentiels est de «*relier les régions insulaires, enclavés et périphériques aux régions centrales* ». Ils reposent

d'abord sur l'interconnexion et l'interopérabilité des réseaux nationaux.¹ Pour les transports, il ne s'agit là que d'une reformulation, précisée et enrichie, d'objectifs aussi anciens que le traité de Rome lui-même.

Etant donné l'ouverture des négociations pour l'adhésion de la Turquie, la question de la sécurité d'approvisionnement de l'UE en matières énergétiques est clairement importante. La Turquie, qui se situe entre l'Union européenne et les sources énormes de gaz et de pétrole, est prête à être le corridor énergétique pour l'Union Européenne.

Le processus de la Charte de l'Energie et les efforts afin de développer un protocole de transit en particulier ont le même objectif de l'UE c'est-à-dire la diversification d'approvisionnement. Le développement des lignes de transit vers la Turquie représente l'importance stratégique de la Turquie pour l'Union Européenne.

Dans cette étude, nous allons essayer d'aborder les sources énergétiques naturelles. C'est pourquoi ce projet a été focalisé sur le pétrole et le gaz naturel. L'électricité étant un des aspects essentiels du réseau transeuropéen comme elle est une énergie produite on a décidé de concentrer sur les énergies dont leur matière première est naturelle et le rôle de la Turquie comme un pays transit de pétrole et de gaz.

Dans cette étude, une première partie s'intéresse aux caractéristiques du marché turc des hydrocarbures : on y trouvera les statistiques concernant la consommation et les importations ensuite l'analyse de la région du Caucase et du Moyen Orient avec les pays voisins en mentionnant les possibilités d'approvisionnement en hydrocarbures de la Turquie. Les projets, quel que soit leur stade d'avancement, y sont détaillés, en analysant avec précision leur faisabilité, les enjeux politiques de leur réalisation et les délais prévus de construction, en dernier ressort nous essaierons d'expliquer l'importance de la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne et l'impact du rôle joué par la Turquie.

¹ Titre XV, articles 154-156 (XII, 129 B à 129 D), ajouté par le traité sur l'Union Européenne.

Dans la deuxième partie après une présentation des acteurs principaux de ce marché ainsi qu'un panorama des infrastructures turques dans ce domaine (gazoducs, oléoducs, raffineries), on va essayer d'expliquer le rôle de la Turquie comme un pays de transit formant un vaste marché de libre échange des produits énergétiques et le potentiel turc comme une alternative à la dépendance vis-à-vis de la Russie en expliquant les projets proposés et à la fin l'adhésion de la Turquie au réseau transeuropéen.

Chapitre I : L'Impact de la Turquie dans le Réseau Transeuropéen

Section 1 : La Turquie et Le Réseau Transeuropéen

A- La Turquie pays consommateur d'énergie :

Le pays a connu une croissance soutenue de sa population² ainsi que de son P.N.B. dont la croissance annuelle s'échelonne entre 6 et 8 % depuis dix ans, avec néanmoins un ralentissement ces deux dernières années. Cela conduit à un besoin croissant en énergie primaire dont la consommation a augmenté de 56 % en dix ans, passant de 50 M de Tep en 1989 à 78 M de Tep en 1999.³

Les autorités turques prévoient une augmentation annuelle de 7% de la demande en énergie, ce qui conduira à un doublement d'ici 2010⁴. Pour satisfaire ces besoins énergétiques grandissants, des investissements importants seront nécessaires⁵.

a- La consommation en gaz naturel :

Si le marché de gaz naturel en La Turquie est relativement récent (Ankara a été la première ville à se chauffer au gaz naturel à partir d'octobre 1988), c'est un marché en plein essor. La consommation pour l'année 2000 était de 15 Bcm ce qui représentait un doublement depuis 1995.⁶ En 2005 la consommation est augmentée en 25 Bcm et selon les rapports de Botas cette

² 44,7 M d'habitants en 1980, 56.5 M en 1990 et 63.2 en 1999

³ " Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux" Poste d'Expansion Economique d'Ankara, 3e édition, Septembre 2000, p.7

⁴ La demande devant atteindre 175 M de Tep en 2010 et 314 M Tep en 2020.

⁵ En 2010, 45 Md de \$ devront être investis dans les installations de production, auxquels il faut ajouter 10 Md de \$ afin de développer les équipements de distribution.

⁶ " Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux" Poste d'Expansion Economique d'Ankara, 3e édition, Septembre 2000, p.10

croissance va continuer les prochaines années. En 2020 la demande en gaz sera 43 Bcm par an.⁷

La répartition sectorielle de la consommation de gaz met en exergue l'utilisation de ce combustible pour la production d'électricité où il se substitue au pétrole⁸. La Turquie a en effet préféré choisir le gaz plutôt que le pétrole pour un nombre important de nouvelles centrales pour de multiples raisons : le gaz est plus propre, la Turquie est proche d'immenses réserves de gaz et désire renforcer ses liens avec les pays d'Asie centrale, potentiellement grands producteurs de gaz.

La demande en gaz de la Turquie va connaître un véritable essor⁹; cependant, ces estimations sont vraisemblablement surévaluées, car ces mêmes sources prévoyaient une consommation de 20 Bcm pour l'année 2000 alors que la réalité atteindra à peine 15 Bcm. On peut soupçonner les sources officielles de grossir leurs prévisions afin de minimiser la dépendance future de la Turquie vis-à-vis du gaz russe, et de rendre plus acceptable le projet *Blue Stream*, devant acheminer du gaz russe sous la Mer Noire. D'ailleurs, si l'on estime la demande en gaz en se basant sur une évaluation des besoins en gaz des centrales électriques et la part de la production d'électricité dans les différentes utilisations du gaz, on trouve des valeurs plus modérées¹⁰.

b- La consommation en pétrole :

La consommation de pétrole a connu une augmentation importante, même si elle stagne depuis 1996 : cela est dû à des hivers plus cléments et à la progressive substitution du pétrole par le gaz naturel dans la production d'électricité. La consommation de pétrole en 2000 a atteint 35Mt. Les

⁷ http://www.botas.gov.tr/eng/naturalgas/ng_sup_dem.asp

⁸ La part de l'électricité produite dans des centrales alimentées en gaz naturel était de 21% en 1998 et est amenée à augmenter ; elle pourrait atteindre 30% en 2010.

⁹ Les sources officielles avancent le chiffre de 55 Bcm en 2010 et 80 Bcm en 2020 (ce qui représente un taux moyen de croissance annuelle de 15% entre 2000 et 2010, et de 4% entre 2010 et 2020, alors qu'il a été d'environ 11% entre 1990 et 2000).

¹⁰ 34 Bcm en 2010 et 43 Bcm en 2020, soit un taux moyen de croissance annuel de 9% entre 2000 et 2010 et de 5% entre 2010 et 2020.

statistiques officielles annoncent que la progression de la consommation se fera à un rythme soutenu : 45 Mt en 2010 et 64 Mt en 2020.¹¹

Le principal consommateur de pétrole est le secteur des transports et ce secteur est amené à croître rapidement.¹² On observe depuis quelques années une concentration de la population en zone urbaine et un développement rapide du parc automobile.

c- Les importations d'hydrocarbures :

En 1999, les importations de pétrole ont atteint presque 28 Mt. Avant 1990, l'Iraq était le principal fournisseur de la Turquie, avec une part de plus de 30% des importations. Suite aux sanctions imposées par l'ONU, les importations d'Iraq ont été divisées par deux et la Turquie s'est tournée vers l'Arabie Saoudite et l'Iran pour satisfaire ses besoins.

La diversité, synonyme de sécurité, s'est notablement améliorée puisque l'Arabie Saoudite qui représentait 40% des importations en 1996, n'en représentait en 1998 que 23%, conservant néanmoins son rang de premier fournisseur de la Turquie, devant la Libye (19%).¹³

La situation dans le domaine du gaz est beaucoup plus déséquilibrée, la Turquie dépendant en effet à près de 70% du gaz russe¹⁴. La Turquie a donc grand intérêt à trouver d'autres sources d'approvisionnement afin de satisfaire sa demande intérieure qui explose.

B- Le Poids de la Turquie dans la région Eurasie:

¹¹ " Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux" Poste d'Expansion Economique d'Ankara, 3e édition, Septembre 2000, p.11.

¹² En effet, le taux d'équipement automobile de la population turque n'est que de 8 véhicules pour 100 habitants à comparer avec le taux français de 45%

¹³ " Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux" Poste d'Expansion Economique d'Ankara, 3e édition, Septembre 2000 p.14

¹⁴ Les importations en 1999, se sont réparties comme suit : 8.7 Bcm en provenance de La Russie, par le gazoduc bulgare, 3.3 Bcm en provenance d'Algérie (dont 0.3 Bcm hors contrat) et 0.07 Bcm du Nigeria (il s'agit de la première année de ce contrat qui prévoit l'importation de 1.4 Bcm par an) sous forme de GNL, arrivant au terminal méthanier de Marmara.

La zone Eurasie autour de la mer Caspienne deviendra une des plus importantes zones de production de pétrole et du gaz du prochain siècle. Cette région est la porte aux trois autres régions qui ont une importance stratégique pour l'Europe. Ayant des frontières avec la Chine et le reste de l'Asie dans l'Est ; l'Iran, l'Afghanistan et le monde islamique dans le sud et dans le nord la Russie, la Turquie et l'Europe la région s'étend sur une distance de 2000 Km (la mer Noire et le Golfe Persique) et 5000 Km jusqu'au Pacifique. Cette région est plus large que l'Europe occidentale. Les risques et les opportunités sont variés et les développements futurs dans la région ont une grande importance, non seulement pour la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Europe mais aussi pour l'équation géopolitique de cette partie du globe.

Pour variété des raisons cruciales, l'Europe a besoin d'avancer des solutions aux problèmes actuels envisagés et en même temps de rechercher des politiques actives de prévention des conflits soutenus par les flux d'investissement augmentés par l'établissement d'une zone de libre échange. La Turquie étant un pays occidental, démocratique, laïc et ayant un marché libéralisé (*free-market*) est prête à être le corridor énergétique entre la région Eurasiennne et l'Europe.

Comment transporter le pétrole du bassin caspien au marché européen ? Le problème principal c'est de transporter le pétrole Eurasienn et le gaz au marché international traversant les distances énormes par des régions sans accès à la mer et par des Etats rivaux ou instables.

Le destin du développement et de la base industrielle dépend de la sécurité et l'efficacité des réseaux de connexion pour transporter le pétrole et le gaz destiné à la vente dans les marchés internationaux¹⁵. Sans cette connexion, disait le Président de Chevron:

¹⁵ Hugh Pope, « Turning Pipedreams Into a Rich Reality », in The Independent, 1 June 1993. "Seminar on East-West Energy Trade: Proceedings", Vienna, 3- 4 October 1991, OECD, Paris, 1992, p.76.

*« On va avoir seulement des rêves de connexion dans cette région ».*¹⁶

La fin de la guerre froide a créé de nouvelles opportunités pour la coopération et l'intégration économique de la région entre l'Eurasie et l'Europe où l'énergie a un rôle clef. L'Union européenne est devenue de plus en plus vulnérable dans son approvisionnement énergétique surtout en pétrole et en gaz. Environ 50% de ses besoins énergétiques dépendent de l'importation, et selon l'Agence Internationale de l'Energie¹⁷ (AIE) cette dépendance va augmenter dans le long terme. Selon les rapports d'approvisionnement et de demande, l'Europe devrait importer à partir l'année 2000, 140 milliards de m³ de gaz et 180 milliards de m³ à partir de 2010.¹⁸

La question fondamentale qui se posait à l'Union européenne est celle de savoir où trouver de nouveaux fournisseurs ? Actuellement plus de 20% des besoins du gaz de l'Europe est fourni par la Russie et le Turkménistan. Ce gaz est acheminé à travers la République Tchèque et l'Ukraine. Pourtant, les débats récents sur le paiement et les tarifs de transit donnent des signes de baisse d'exportation vers l'Europe. L'importance de trouver de nouvelles routes pour transporter le pétrole et le gaz aux marchés européens fait sentir le poids indiscutable de la Turquie comme un pays de corridor énergétique.¹⁹

La sécurité d'approvisionnement, est et sera pour longtemps l'objectif central de la stratégie énergétique de l'Union européenne. La stratégie énergétique indubitablement a de plus en plus une dimension globale avec des solutions globales. Cette stratégie ne peut être limitée par la dimension nationale ou communautaire parce que les Etats Membres de l'UE dépendent des ressources extérieures pour répondre à 50% de leurs approvisionnements

¹⁶ Thomas W. Walde, "The Energy Charter Treaty: An East-West Gateway for Investment & Trade", p.72.

¹⁷ Energy outlook 1995.

¹⁸ "Energy Strategies For Tomorrow: Managing For Uncertainty", Hacene Mefti, dans le Forum d'énergie, juin 1993, p.7

¹⁹ "Eurasian Energy Prospects and Politics: Need for a Longer Term Western Strategy" Mehmet Ogutcu, p.63

énergétiques.²⁰ Dans ce contexte, les efforts de coopération avec les républiques soviétiques, la politique méditerranéenne renouvelée et la reprise des négociations avec le Conseil de Coopération du Golfe, pour établir une zone de libre échange, ont besoin d'être développés.

Pourtant, les Etats Membres du Conseil de coopération du Golfe ont encore des marchés énergétiques distincts avec peu d'interconnexions et s'intéressent surtout au pétrole et au gaz. La Commission européenne considère la création d'un marché de libre échange de matières énergétiques comme un des éléments les plus importants pour un marché unique de marchandises et de services. Plusieurs sociétés d'énergie ont résisté à s'ouvrir au marché. Les facteurs déterminants comme la sécurité d'approvisionnement et la disponibilité de l'énergie diffèrent d'une façon marquée. La différenciation des prix causée par la compétition, les politiques d'environnement et les régulations de taxe des pays pour les différentes variétés de ressources énergétiques est souvent haute pour les consommateurs privés et industriels.²¹ Les problèmes complexes de la sécurité d'approvisionnement énergétique du monde augmentent le besoin pour l'UE de présenter une stratégie énergétique forte qui inclue les pays de l'Eurasie dans le marché européen. D'ailleurs la ratification par l'UE du Traité de la Charte d'Energie va dans le sens de la consolidation de cette stratégie.

La Turquie est un pays situé au carrefour de l'Europe, de l'Asie de l'Ouest, du Moyen Orient, du Caucase et de l'Afrique du Nord. La grande nouveauté apportée à la Turquie par la fin de la guerre froide était la découverte des différentes communautés turques séparées de l'Empire Soviétique. La présence et le poids fort de la Turquie dans plusieurs domaines incluant les réseaux énergétiques ont commencé à se faire sentir dans l'Eurasie à partir de la disparition de l'Ex Union Soviétique.

Depuis quelques années la croissance économique de la Turquie a été la plus soutenue de la région parmi les pays de l'OCDE. Le volume du commerce

²⁰ "Energy Policy: Commissioner Sets out Future Policy Orientations", in Europe Energy, No.410, 15 October 1993.

²¹ "ECS: Draft Own Initiative Opinion On AN EC Energy Policy", in Europe Energy, No.410, 15 October 1993.

extérieur de la Turquie a triplé depuis les années 1980. La croissance économique a fait grimper la demande pour l'énergie surtout pour le pétrole et le gaz. Selon la Ministère de l'Energie de la Turquie, la demande d'énergie est prévue à la hausse et ce à hauteur de 148%, elle passera de 62.3 millions de tonnes de l'énergie (TDE) en 1994 à 155 millions TDE en 2010. Ce programme d'investissement énergétique de 10 ans va coûter 32 Milliards de dollars US et va être financé par la privatisation des services d'énergies existantes.²² La dépendance de la Turquie à l'importation du pétrole va augmenter radicalement à partir de 2010.

Un domaine de coopération particulier se présente sous la possibilité d'unir les forces entre les entreprises commerciales turques et européennes dans l'Asie centrale et les républiques Trans-Caucasiens. La Turquie est très bien placée pour prospérer comme un moyeu commercial d'investissement dans cette région et un centre commercial dans le Moyen Orient. Les entreprises turques étendent leur champ commercial à ces nouveaux marchés et ils ont déjà investi des Milliards de dollars dans des joint-ventures. L'union douanière avec l'Europe depuis le 1^{er} janvier 1996 a ouvert de nouvelles opportunités pour la collaboration.²³

Parmi les pays d'Asie centrale, seul le Kirghizstan est membre de l'Organisation mondiale du Commerce. Les autres pays, pour leur part, ont engagé les négociations avec l'OMC, et ce processus est plus ou moins avancé, selon les pays. Un accord de libre-échange existe entre les pays turcophones et les autres pays de la Communauté d'Etats Indépendants en provenance desquels les marchandises ne sont pas soumises à la TVA à l'importation.

²² "Turkish Energy Regime", in OPECNA File, October 1994,p. 51. Passage finally in November 1994 of a fundamental privatization law in the Turkish parliament has raised hopes of speedy implementation of privatization in the Turkish power sector. First off will be the sale of ten larger thermal power stations in 1995 to raise an estimated \$5bn. At present, the state dominates the power sector with a 92% share, the reminder largely accounted for by two private sector companies, Cukurova and Kepez Elektik.

²³ "Eurasian Energy Prospects and Politics: Need for a Longer Term Western Strategy" Mehmet Ogutcu, p.95

C- La Turquie pays de transit des matières énergétiques :

Située au carrefour du monde Eurasie, la Turquie est très intéressante pour les entreprises du pétrole et du gaz européennes mis à part d'exploration et de production. En particulier, le pays est de plus en plus perçu comme un point de saut pour les investissements et les activités commerciales aux Républiques d'Eurasie qui ont une réserve très riche du pétrole et du gaz. La communication avec ces pays est relativement bien et le gouvernement turc a fait des efforts énormes pour avoir les bonnes relations économiques et politiques avec ces républiques. Les corporations nationalisées, nommées TPAO et BOTAS ont employé la diplomatie active de l'énergie comme des nouveaux instruments. La Turquie a déjà signé différents d'accords de l'énergie avec Kazakhstan, Azerbaïdjan et Turkménistan.²⁴ Pendant des siècles, la Turquie a été un moyen entre l'Asie et l'Europe et aujourd'hui il s'agit de plusieurs pays qui ont la tendance à utiliser le positionnement favorable de la Turquie comme un pont trans-continental.

La Turquie se trouvant au centre du monde Eurasie, et à ce moment précis des routes stratégiques de transport d'énergie, est destinée de jouer un rôle important et critique pour le transport d'énergie entre les fournisseurs d'Eurasie et les consommateurs de l'Europe. Un rôle qui demande de la sagesse, de la flexibilité et de la pesée stratégique à long terme selon les problèmes économiques et politiques de la région. La pression exercée sur la Turquie par des Etats exportateurs de pétrole et de gaz de la région Caspienne, a tendance à augmenter puisque ces Etats veulent envoyer de plus en plus de pétrole et de gaz au marché mondial. Et l'habileté de la diplomatie d'énergie de la Turquie pour formuler les réponses viables à ce défi historique, va sans doute influencer profondément les relations futures de la Turquie, non seulement avec l'Europe, mais avec les pays de l'Eurasie.

²⁴ "Eurasian Energy Prospects and Politics: Need for a Longer Term Western Strategy" Mehmet Ogutcu, p.95

Les Etats de la région Eurasie ont des intérêts communs avec la Turquie,²⁵ quelques uns entre eux ont la même religion, la même langue et le même héritage ethnique. Bien sur ça ne veut pas dire que la Turquie est beaucoup plus avantageuse que les autres pays, elle a eu de sérieux problèmes géographiques et elle a essayé de développer des relations avec ses voisins d'Eurasie. La Turquie a essayé de neutraliser le désavantage géographique en cherchant à développer la communication non-terrestre, en mettant l'accent sur le développement d'un réseau moderne de télécommunication et en favorisant le transport aérien et routier.

Essentiellement, la Turquie a adopté une stratégie pour mobiliser son lien culturel, ethnique et linguistique avec les républiques turcophones de l'Eurasie. Ce rapprochement a inclut l'incorporation de l'Ouest pour apporter le développement à cette région. Cela a mis la Turquie dans la position de bâtisseur d'un pont actif entre l'Europe et l'Eurasie.²⁶

Le Projet d'oléoduc du Caspian Pipeline Consortium (CPC)²⁷ représente la route du nord «Northern Route»,²⁸ dont les coûts de construction s'élèvent à 2,5 milliards de dollars pour sa première phase²⁹. À compter de 2015 la seconde phase démarrera, il est prévu de faire passer la capacité de transport de ce projet de 565 000 barils par jour à 1,34 mb/j.³⁰

Ce projet semble être une sorte de contrepartie russe au concept de corridor énergétique soutenu par les Etats-Unis. Il a pour objectif l'évacuation du pétrole produit par le Kazakhstan, et en premier lieu, celle des huiles du

²⁵ Mehmet Ogutcu "Islam and the West: Can Turkey Bridge the Gap", in Futures, October 1994, for a discussion of Turkey's possible role as a bridge between Eurasia and the West.

²⁶ "The Russian Factor in Central Asia", Sami Kohen, in Milliyet, 11 August 1993.

²⁷ Le CPC est composé de : La Fédération de La Russie (24%), la République du Kazakhstan (19%), le Sultanat d'Oman (7%), Chevron (15%), LukArco (12.5%), Rosneft-Shell (7.5%), Mobil (7.5%), Agip (2%), BG Overseas (2%), Kazakhstan Pipeline (1.75%) et Oryx Caspian Pipeline (1.75%) L'ensemble du projet est évalué à 4,2 milliards de dollars. Ce pipeline s'étend sur 1 585 Km depuis le gisement de Tengiz (nord-ouest du Kazakhstan) vers le port de Novorossisk en passant par Tikhoretsk. Vers la fin de 2002, le volume de pétrole transporté s'élevait à environ 400 000 barils/j.

²⁸ <http://www.eia.doe.gov> : « Country Analysis Briefs », May 2004, p.4

²⁹ La construction d'un tronçon de pipeline depuis Novorossisk jusqu'à Kropotkine — un peu au sud de Tikhoretsk — à partir duquel un embranchement se fait sur le pipeline Bakou-Novorossisk, tandis que l'autre rejoindra le gisement de Tengiz.

³⁰ « Vers une nouvelle donne pétrolière ? » Institut d'études d'Internationales Montréal, Bulletin No : 62, janvier 2003 p. 4

champ de Tengiz, par un oléoduc passant par la Russie. Le projet comprend la construction d'un nouvel oléoduc, reliant Komsomolskaya en Russie à un nouveau terminal maritime à Novorossiysk, sur la Mer Noire, la construction d'un terminal *offshore* à Novorossiysk et la mise en conformité de l'oléoduc reliant Tengiz à Komsomolskaya.

L'oléoduc³¹, d'une longueur de 1580 Km, aura une capacité initiale de 28 Mt/an qui pourra monter jusqu'à 67 Mt/an. Le Kazakhstan a rencontré de grosses difficultés pour développer son gisement de Tengiz ; la production en 1999 n'était que de 10 Mt/an mais elle pourra aisément atteindre 20 à 25 Mt par an dès qu'une ligne d'évacuation sera capable de transporter un tel débit. Les réserves du Kazakhstan³² sont importantes et le pays serait en mesure d'exporter en 2010, plus de 150 Mt Annuelles.³³

La construction du terminal a été aussi attribué à Bouygues Offshore pour un montant de 360 M de \$. L'ensemble devrait être opérationnel vers le mi 2001, date à laquelle les premières huiles pourront être évacuées.

A ce jour, le terminal maritime est en construction et 80% de sa partie terrestre est réalisée, les fondations des réservoirs de stockage et le centre de contrôle sont presque achevés. 68% du nouvel oléoduc sont construits.

A ce stade d'avancement il est peu probable que ce projet subisse des retards. Cependant, une fois arrivées à Novorossisk, la destination des huiles et leur évacuation demeurent incertaines. Les propositions européennes et américaines divergent, mais dans les deux hypothèses, elles évitent le Bosphore. Le contexte balkanique peut conduire à la mise en place d'un soutien politique et financier des grandes puissances afin de renforcer l'intégration économique de cette région ainsi que sa stabilité politique. Dans cette optique, le CPC prolongé par la route de Balkan paraît un bon compromis; reste à savoir

³¹ En avril 1999, le CPC a accordé au consortium composé de *Bouygues Offshore*, *Bouygues* et *Strastro* (société regroupant les deux sociétés russes *Stavropoltrouboprovodstro* et *Koubanftegazstro* et *Spie Capag*) la construction de l'oléoduc pour un montant de 270 M de \$ (la part de Bouygues Offshore représentant 140 M de \$). La fin des travaux est prévue pour décembre 2000.

³² Le Kazakhstan possède en effet 43% des réserves totales (gaz et liquides) et 80 % des réserves liquides récupérables de la région

³³ " Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux " Poste d'Expansion Economique d'Ankara, 3^e édition, Septembre 2000, p.28.

si les Etats-Unis soutiendront ce tracé qui risque de concurrencer l'oléoduc Bakou-Ceyhan et donc d'aller à l'encontre des intérêts turcs.

Section 2 : Le potentiel turc dans le RTE

A- Les atouts de la Turquie dans le domaine de transport de l'énergie

a. Les infrastructures énergétiques turques :

1-Le réseau des gazoducs ³⁴ :

Le seul gazoduc en service est celui en provenance de la Bulgarie, acheminant du gaz russe ; il entre sur le territoire turc à Malkoçlar et alimente les villes d'Istanbul, de Bursa et d'Ankara. Ce gazoduc supporte une pression de 75 bars et possède trois stations de compression (Kirlareli, Pendik et Eskisehir). Les gazoducs en construction sont principalement la ligne Samsun-Ankara (partie turque du projet Blue Stream, d'alimentation en gaz russe par un gazoduc passant sous la Mer Noire) longue de 500 Km dont 170 sont officiellement achevés, le gazoduc en provenance d'Iran reliant Dogubayazit à Konya, en passant par Erzurum, Sivas et Kayseri (le tronçon Dogubayazit-Erzurum a été terminé, les travaux ont été achevés pour juillet 2001), ainsi que le prolongement du gazoduc bulgare vers la côte Egéenne afin d'alimenter Izmir (les travaux auraient commencé, mais le financement n'est pas bouclé). Les autres projets de gazoducs concernent principalement les lignes Konya-Izmir (613 Km, 40'') et Sivas-Mersin (560 Km, 40''). Pour la construction de ces tronçons, Botas a lancé en juillet 2000, la procédure de préqualification et 162 compagnies dont 50 étrangères y ont répondu. Des travaux ont été achevés en 2002.

Un projet de gazoduc en provenance d'Iraq est pour le moment en attente à cause de l'instabilité politique dans ce pays.

³⁴ " Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux" Poste d'Expansion Economique d'Ankara , 3^e édition, Septembre 2000,p.18.

2- Le réseau d'oléoducs ³⁵

- *L'oléoduc Iraq-Turquie* ³⁶: La partie turque mesure 641 Km pour la première ligne et 656 Km pour la deuxième et dispose de 6 stations de pompage. Il aboutit au terminal de Ceyhan équipé de 12 réservoirs de stockage et de tout l'équipement nécessaire au chargement des navires. A partir d'août 1990, l'embargo imposé par les Nations Unies à l'Iraq a bloqué le fonctionnement de l'oléoduc, puis la livraison a repris en décembre 1996, sous contrôle des Nations Unies et l'Iraq a ainsi livré 56 Mt de tonnes entre décembre 1996 et décembre 1998, dont 37 Mt pour l'année 1998.

Deux autres oléoducs permettent de relier les raffineries de Batman et de Kirrikale à la baie d'Iskenderun³⁷. Enfin, un oléoduc de 42 Km de long et de capacité 0.8 Mt/an, relie la zone productrice de Selmo à la raffinerie de Batman.

- Le projet de l'oléoduc Bakou-Tbilissi-Ceyhan

Depuis, le «Nouveau Grand jeu»³⁸ en Asie centrale et au Caucase du sud est stimulé notamment par une rivalité entre des Etats extérieurs à la région et les Etats locaux, impliquant aussi les compagnies pétrolières occidentales, dans le but d'obtenir le contrôle des rares et difficiles voies d'exportation les plus favorables à leurs propres intérêts. ³⁹

³⁵ "Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux" Poste d'Expansion Economique d'Ankara , 3e édition, Septembre 2000,p.20.

³⁶ A l'origine d'une capacité de 35 Mt/an, puis de 46.5 Mt/an, il a été doublé d'une autre ligne en 1987, atteignant ainsi une capacité totale de 70.9 Mt/an.

³⁷ La ligne Batman-Dortyol a une capacité de 3.5 Mt/an et une longueur de 511 Km. La ligne Ceyhan-Kirikkale a une capacité de 5 Mt/an et une longueur de 448 Km.

³⁸ L'expression « Grand jeu » avait d'abord été popularisée au XIX e siècle, par Rudyard Kipling dans son roman Kim, au sujet de la rivalité entre l'Angleterre impériale et la Russie tsariste en Asie centrale à l'époque. Pour une des premières analyses de ce « Nouveau Grand jeu », voir FULLER,Graham (1992). Central Asia : The New Geopolitics. Rand Corporation, Santa Monica, CA, 1992

³⁹ "Utilité Espérée des Projets de Pipelines du Bassin Caspien : Analyse ex post de la décision d'entreprendre la construction du BTC à l'automne 2002 " Essai de Thomas Juneau, Remis le 11 avril 2003,p.1

Le deuxième plus important projet, en termes d'investissement, est évidemment le pipeline BTC, « Western Route⁴⁰ », dont le point d'aboutissement est Ceyhan, port méditerranéen turc. Ce pipeline s'étend sur 1660 Km et les investissements frisent le 3 milliards de dollars. Il est aussi connu sous le nom de MEP (Main Export Pipeline). La construction du pipeline en territoire turc est commencée depuis juin 2002.⁴¹

Long de 1730 Km, traversant l'Azerbaïdjan, la Géorgie et, pour les deux tiers de son tracé, la Turquie, cet oléoduc, reliant Bakou au port turc de Ceyhan, a pour objet l'évacuation des huiles du « méga-projet » conduit par le consortium international AIOC⁴² (Azerbaijan International Operating Company), détenteur de droits d'exploitation sur les champs de Chirag, Azeri et Guneshli.⁴³

Cet oléoduc est le premier à assurer l'évacuation de la production issue des républiques de l'ex-URSS sans emprunter le réseau russe. A ce titre, il est soutenu par les Etats-Unis qui ont forgé le concept de « corridor énergétique » recouvrant l'ensemble des projets d'évacuation des hydrocarbures des champs de la Caspienne et d'Asie centrale vers le marché européen, en évitant l'Iran et la Russie dont les pays de la région sont supposés, avec l'assistance des Etats-Unis et de la Turquie, vouloir s'affranchir.

Reliant la mer Caspienne à la mer Méditerranée, l'oléoduc Bakou-Ceyhan a longtemps été une alternative, contestée et incertaine, d'exportation du pétrole d'Azerbaïdjan vers la Turquie. Evoqué dès 1992, le projet -coûteux- est alors jugé peu compétitif d'un point de vue économique et – parce qu'il néglige le rôle de la Russie et de l'Iran dans la région- inconsideré d'un point de

⁴⁰ <http://www.eia.doe.gov> « Country Analysis Briefs », May 2004, p.4

⁴¹ « Vers une nouvelle donne pétrolière ? » Institut d'études d'Internationales Montréal, Bulletin No : 62, janvier 2003 p. 4

⁴² AIOC est un consortium regroupant 10 sociétés pétrolières internationales dont le leader est BP-Amoco. Les membres de l'AIOC sont les suivants : BP-Amoco (Grande-Bretagne, 34.14%), Unocal (Etats-Unis, 10.05%), SOCCAR(Azerbaïdjan, 10%), Lukoil (La Russie, 10%), Statoil (Norvège, 8.56%), Exxon (Etats-Unis, 8%), TPAO (La Turquie, 6.75%), Pennzoil (Etats-Unis, 4.28%), Itochu (Japon, 3.92%) et Delta Hess (Arabie Saoudite, 1.68%).

⁴³ « Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux » Poste d'Expansion Economique d'Ankara , 3^e édition, Septembre 2000, p.30.

vue géopolitique. En 2002, ce qui n'était qu'« illusion »⁴⁴ est devenu réalité : la construction de l'oléoduc a été officiellement lancée, mettant un terme aux vives controverses opposant industriels, dirigeants politiques et experts.

L'intense activité diplomatique des Etats-Unis en faveur de l'oléoduc Bakou-Ceyhan a été largement contribué à lever les obstacles géopolitiques au projet. Elle s'est inscrite dans le cadre de la politique étrangère définie par Washington vis-à-vis des républiques d'Asie centrale et du Caucase et notamment Azerbaïdjan, ainsi qu'à l'égard des puissances régionales que sont la Russie, la Turquie et l'Iran. Initialement otage de rivalités géopolitiques, le projet semble aujourd'hui déterminé par l'évolution des réalités économiques. A la diplomatie américaine des pipelines se sont ainsi substitués les conditions internationales du marché pétrolier en tant que facteurs décisifs du succès ou de l'échec de l'entreprise.

En sus des obstacles géopolitiques⁴⁵, les rivalités d'influence opposant la Russie à la Turquie et à l'Iran dans le Caucase et en Asie centrale ont eu l'hypothèque du développement de la voie turque. Le Kremlin a entendu défendre ses intérêts nationaux géopolitiques⁴⁶, économiques et militaires. Le projet d'évacuation des ressources pétrolières de l'Azerbaïdjan vers la Turquie qui concurrençait la proposition de Moscou d'exporter le pétrole azerbaïdjanais via le territoire russe vers le port de Novorossisk, sur la mer Noire. Alors que l'hypothèse d'une voie russe progressait en ce qui concerne l'exportation du pétrole kazakh, Ankara lui a opposé des arguments écologiques. La capacité des détroits turcs du Bosphore et des Dardanelles ne pourrait supporter la charge de l'acheminement des ressources azerbaïdjanais.

Le 18 juin 1993, un coup d'état porté au pouvoir à Bakou Haidar Aliev a annulé les engagements de son prédécesseur et a renégocié les accords d'exploitation et de production du pétrole. Le « contrat du siècle » a été signé le

⁴⁴ O. Roy, « Caspienne : une histoire d'oléoduc, ou les illusions de la géostratégie », Critique internationale, juillet 2000, n :8, pp.36-44.

⁴⁵ Contrairement à la Russie et à l'Iran, la Turquie n'a pas de frontière commune avec l'Azerbaïdjan. Seul un transit intermédiaire à travers l'Arménie, la Géorgie ou l'Iran permettrait la réalisation du projet.

⁴⁶ « Russia's strategic pipelines », Holoboff, E., Brassey's Defence Yearbook, 1997, p.117

20 septembre 1994 par les représentants de onze compagnies pétrolières, dont la compagnie russe *Lukoil*. Selon cet accord, le consortium international alors créé- l'Azerbaïdjan International Oil Company (AIOC)- s'engage à investir 7.4 milliards de dollars sur une durée de trente ans pour exploiter trois gisements offshore –Azeri,Chirag et Guneshli- supposés contenir 4 milliards de barils de pétrole.⁴⁷

A compter de la conclusion des accords de production et notamment du « contrat du siècle » signé par plusieurs compagnies américaines, Washington a manifesté un véritable intérêt pour les ressources énergétiques d'Asie centrale et du Caucase. Trois priorités stratégiques guident la politique des Etats-Unis dans la région: contenir l'Iran, encourager les réformes en La Russie et maintenir de bonnes relations avec la Turquie. L'administration américaine s'est donnée donc pour objectifs de soutenir la souveraineté et l'indépendance des nouveaux Etats de la région, d'encourager les compagnies américaines dans la zone et de réduire la dépendance énergétique des Etats-Unis vis-à-vis du golfe Arabe- Persique.⁴⁸

Le 9 octobre 1995, avec l'accord du président azerbaïdjanais, l'AIOC adopta le principe d'une double option, russe et géorgienne, pour exporter les petites quantités de pétrole azerbaïdjanais.⁴⁹ Ce choix, contestable économiquement, présentait un double avantage géopolitique. Il permettait un compromis avec la Russie, réduisant sa capacité de nuisance mais reconnaissant son influence dans la région. Elle offrait aussi la première option d'exportation du pétrole azerbaïdjanais ne dépendant pas de la Russie, ainsi que la possibilité de garder les options ouvertes pour les négociations sur l'acheminement des

⁴⁷ « L'Oléoduc Bakou-Ceyhan : Paradoxe et Cohérence de la Stratégie Américaine des Pipelines », Annie Jafalian, Politique Etrangere, printemps 2004, n : 1, pp.153

⁴⁸ Objectifs notamment définis par R. Forsythe, «The Politics of Oil in the Caucasus and Central Asia », Adelphi Paper, 1996, n : 300, p.17-18

⁴⁹ L'accord sur l'oléoduc Bakou-Novorossisk a été signé le 18 janvier 1996 et la route russe opérationnel le 25 octobre 1997. Quant à l'oléoduc Bakou-Soupsa, l'objet de l'accord du 8 mars 1996, il a été inauguré le 17 avril1999. La capacité de transport de chacune des voies est de 100,000 à 150,000 barils de pétrole par jour.

plus grandes quantités de pétrole. La décision a été donc perçue comme pouvant, à terme, favoriser la Turquie.⁵⁰

Dès 1997-1998, alors que les discussions portaient désormais sur l'exportation des grandes quantités de pétrole azerbaïdjanais, l'Administration américaine a formulé une "politique d'oléoducs multiples" privilégiant la création d'un corridor de transport est-ouest et, par extension, le projet d'oléoduc Bakou-Ceyhan. Pour Washington, il s'agissait de désenclaver la région du Caucase et de l'Asie centrale tout en assurant la sécurité des approvisionnements par une diversification des voies d'exportation. L'opposition des États-Unis à l'évacuation du pétrole azerbaïdjanais vers le sud, par l'Iran, a été rapidement confirmée par l'adoption, le 5 août 1996, de l'*Iran Libya Sanctions Act*⁵¹. Quant à la voie russe, au nord, elle permettait déjà d'exporter les petites quantités de pétrole de Bakou vers Novorossisk⁵².

Le soutien de Washington à la voie turque a été toutefois contesté, notamment d'un point de vue économique, par certaines compagnies et certains experts américains. Les réserves concernent la viabilité commerciale du projet d'oléoduc Bakou-Ceyhan. La construction de la route turque, nécessitant un financement variant entre 2,2 à 4,5 milliards de dollars⁵³, a été considérée comme l'option la plus coûteuse. La moins coûteuse serait la voie l'Iranienne, reliant Bakou à Tabriz. Mais, pour nombre d'observateurs, les quantités et le rythme de production ne justifieraient pas de tels investissements. S'inscrivant dans le cadre d'une réévaluation qui relativisait les réserves de la Caspienne par rapport à celles du Moyen-Orient, la critique a été confortée par la découverte

⁵⁰ T. Iskit, « Turkey: A New Actor on the Field of Energy Politics? », *Perceptions*, mars-mai 1996, vol. 3, n° 4.

⁵¹ Cette loi impose des sanctions à toute compagnie investissant plus de 40 millions de dollars (seuil réduit à 20 millions de dollars l'année suivante) dans le développement des ressources pétrolières en L'Iran.

⁵² Pour une présentation de la politique américaine des pipelines, voir : Jan Kalicki, « Caspian Energy at the Crossroad », *Foreign Affairs*, September-October 2001, vol. 80, n° 5, pp. 120-134. Jan Kalicki a été conseiller au département du Commerce, chargé de la coopération énergétique avec les nouveaux États indépendants sous l'administration Clinton.

⁵³ M. Lelyveld, « Caucasus: Deadline Nears on Oil Transit Routes », RFE RL, 16 juin 1998.

de puits secs en Azerbaïdjan.⁵⁴ Les infrastructures existantes suffiraient donc à exporter la production. Et, de fait, le consortium semblait réticent à financer le projet. Bien que l'argument soit été considéré comme mineur, la ligne turque traversait d'ailleurs, tout comme la voie russe mais contrairement à la voie l'Iranienne, des zones d'instabilité et de conflits susceptibles de saper la confiance des investisseurs.

Devant les obstacles au développement du projet d'oléoduc Bakou-Ceyhan, certains membres du département d'État estimaient alors qu'« *une diplomatie efficace est essentielle à la réalisation d'un corridor de transport eurasien est-ouest* »⁵⁵. L'administration a été créée, en juillet 1998, le poste de conseiller spécial du président et du secrétaire d'État pour la diplomatie énergétique dans le bassin de la Caspienne. Engageant des initiatives bien plus visibles et soutenues que celles des membres du NSC, ce conseiller a notamment eu pour mission de faciliter les négociations et la conclusion d'accords pour la construction de nouveaux oléoducs et gazoducs dans la région. Il a organisé de nombreuses rencontres tant avec les dirigeants politiques locaux qu'avec les industriels. Ses activités s'accompagnèrent du financement d'études de faisabilité des projets discutés.

En octobre 1998, la Trade Development Agency (TDA), agence fédérale indépendante, a accordé ainsi une assistance technique d'un montant de 823 000 dollars à BOTAS pour améliorer l'expertise des projets d'oléoduc Bakou-Ceyhan et de gazoduc transcaspien.

De 1998 à 2000, les efforts diplomatiques et financiers engagés de Washington en faveur de la voie turque ont produit leurs effets. Réunis à Ankara le 29 octobre 1998, les représentants de l'Azerbaïdjan, de la Géorgie et de la Turquie ont déclaré leur détermination à réaliser le projet du grand oléoduc entre Bakou, Tbilissi et Ceyhan. Le 18 novembre 1999, dans le cadre

⁵⁴ A. Myers Jaffe et R.A. Manning, « The Myth of the Caspian "Great Game": The Real Geopolitics of Energy », *Survival*, hiver 1998/1999, vol. 40, n° 4, p. 118.

⁵⁵ S. Sestanovitch, « U.S. Foreign Policy in Caucasus and Central Asia », Chambre des représentants des Etats-Unis, Comité des relations internationales, audition, 30 avril 1998.

de la Déclaration d'Istanbul, ils se sont engagés à créer les conditions favorables à la construction de l'oléoduc et à le réaliser d'ici à 2005 ⁵⁶.

Désormais soutenu par les dirigeants des États concernés, le projet n'a été avalisé que tardivement par les compagnies pétrolières. Le 20 octobre 1999, BP-Amoco déclara soutenir le projet, présenté comme une route de transport stratégique. Reconnaisant les contraintes économiques de la ligne turque, BP-Amoco – opérateur de l'AIOC – s'engagea à rendre la voie commercialement rentable et à obtenir l'adhésion des autres membres du consortium. Après la signature, le 28 avril 2000, par les présidents d'Azerbaïdjan, de Géorgie et de La Turquie, de l'accord créant un cadre juridique pour la construction de l'oléoduc, Bill Clinton encouragea les compagnies américaines, européennes et russes à transformer ce cadre juridique en réalité commerciale.⁵⁷ Mais ce n'a été que le 1er août 2002 que certaines compagnies créèrent la Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC) Pipeline Company, dirigée par BP et chargée de construire et de faire fonctionner l'oléoduc ⁵⁸.

Le 18 septembre 2002, les présidents azerbaïdjanais, Heidar Aliiev, géorgien, Édouard Chevardnadze et turc, Ahmet Sezer, inaugurèrent, en présence du secrétaire d'État américain à l'Énergie, Spencer Abraham, la construction de l'oléoduc Bakou-Ceyhan au terminal de Sangachal, à proximité de Bakou. S'étendant sur 1 760 kilomètres entre Bakou et Ceyhan, le pipeline est devenu opérationnel le 25 mai 2005.

La volatilité des prix du pétrole et les quantités indéterminées de production n'offrirent, en outre, aucune assurance quant à la viabilité commerciale de la voie turque. L'intervention militaire en Iraq et la perspective

⁵⁶ « Remarks by the President at the Signing Ceremony for the Baku-Tbilisi-Ceyhan and Trans-Caspian Gas Pipeline Protocol », Maison-Blanche, Bureau du secrétaire à la Presse, 18 novembre 1999.

⁵⁷ « Clinton ob Baku-Ceyhan Tbilissi Framework Agreement » Maison Blanche, Bureau de secrétaire à la Presse, le 28 avril 2000.

⁵⁸ Participent aujourd'hui au projet : BP (32,26 %), SOCAR (25 %), Unocal (8,9 %), Statoil (8,71 %), TPAO (6,87 %), ENI (5 %), TotalFinaElf (5 %), Itochu (3,4 %), ConocoPhillips (2,5 %) et DeltaHess (2,36 %).

d'une ouverture des marchés internationaux au pétrole Iraquien annoncèrent de nouveaux défis.

Quant aux volumes de production du pétrole azerbaïdjanais, certains les considéraient comme insuffisants⁵⁹. Pour être compétitif, l'oléoduc Bakou-Ceyhan devrait acheminer un million de barils de pétrole par jour. Si l'AIOC assure que la production correspondra au niveau escompté, d'autres estiment que le pic de production en Azerbaïdjan n'atteindra que 750 000 barils par jour en 2010.⁶⁰

3- Les Raffineries⁶¹

La société d'État Tüpras possède 86% de la capacité totale de raffinage du pays. Elle exploite quatre raffineries⁶². Tüpras a fait l'objet d'une privatisation partielle en 2000 et passera dans les prochaines années sous contrôle privé. L'autre raffineur du pays est Atas, avec une usine à Mersin créée en 1962 par Shell, Mobil et Türk Petrol, d'une capacité de 4.4 Mt/an. La capacité totale de raffinage de la Turquie s'élève donc à 32 Mt/an.

En 1999, 22 Mt ont été raffinées. La raffinerie d'Izmit, qui représente 30% de la capacité de raffinage totale du pays a été endommagée par le tremblement de terre d'août 1999 ; cependant, même si cette raffinerie a fonctionné à un niveau très réduit, cela n'a pas affecté la quantité de pétrole raffiné car les besoins de raffinages se situent bien en dessous de la capacité installée et le pétrole a pu être raffiné dans les autres installations.

⁵⁹ "Pétrole et gaz arabes", PERRIN, Francis, Libération, le 26 mai 2005. p.18.

⁶⁰ A. Rasizade, « The Mythology of the Munificent Caspian Bonanza and its Concomitant Pipeline Geopolitics », *Central Asia and the Caucasus*, 2001, vol. 10, n° 4.

⁶¹ " Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux" Poste d'Expansion Economique d'Ankara , 3e édition, Septembre 2000,p.20.

⁶² Sur les sites de Batman (ouvert en 1955, capacité 1.1 Mt/an), d'Izmit (1961, 11.5 Mt/an), d'Izmir (1972, 10 Mt/an) et Kirikkale (1986, 5 Mt/an).

B- Le défi de GNL :

Le pipeline est la méthode de transportation plus normal pour le gaz mais GNL offre une alternative de compétitivité pour les distances plus de 3,000 Km. Malgré la provision des usines liquéfiées (*liquefaction plants*) chères, pour convertir le gaz à la forme liquide afin de le transporter par la voie de mer et la disponibilité des tankers spécialement construites, dans certains cas ça peut même prouver la compétitivité avec les pipelines de 1,000Km.

L’Egypte avec ses propres réserves de gaz est une des autres possibilités pour la Turquie pour l’exportation de gaz par les pipelines ou par les tankers de GNL. Cette option demande la construction d’un terminal liquéfié de 1,2 milliards de dollars à Port Said et la facilité de connexion à Aliaga (Izmir- La Turquie). L’Egypte et la Turquie ont signé un accord préliminaire pour l’exportation de GNL en 1996.⁶³

Les plans égyptiens pour le développement de l’exportation de gaz c'est-à-dire celui de GNL semble avancé que les plans récemment ranimés du gazoduc Egypte- Jordanie récemment construit et qui passe vers les sud de la Turquie.⁶⁴

Comme l’indique M. John Roberts⁶⁵ :

“Qatar has already invested heavily in LNG projects and while it did consider proposals for piped exports to Europe via Turkey in the 1980s, it is only likely to revive such proposals seriously if it becomes convinced that Turkey is indeed creating a new artery”.

L’Iraq peut offrir une interconnexion stable entre le Golfe et la Turquie et les chargements de gaz aux nouveaux marchés européens ne se révéleront pas inefficace à son commerce de GNL existent. A présent, les attaques

⁶³ <http://www.eia.doe.gov> « Country Analysis Briefs », May 2004,p.8

⁶⁴ “ International Energy Agency”, World Energy Outlook 2002, Paris 2002.

⁶⁵ “The Turkish Gate: Energy Transit and Security Issues” by John Roberts, Centre for European Policy Studies, EU-Turkey Working Papers, N. 11/October 2004 p.5

répétées au pipeline de pétrole du nord d'Iraq vers la Turquie risque le développement des projets de pipelines dans cette région.

Ayant le 35% de réserves de gaz du monde la zone Golfe persique est l'élément clé de la balance globale du gaz. Les projets d'exportations de Qatar, Abu Dhabi et Oman concentrent sur l'exportation de GNL aux marchés européens via La Turquie. L'Iran cherche la possibilité d'exporter son gaz aux marchés européens via La Turquie. Pourtant tous ces projets dépendent à la réussite du projet Nabucco⁶⁶ et le pipeline La Turquie- Grèce.⁶⁷

C- Le Projet Nabucco

Le projet Nabucco permet d'établir la Turquie comme la quatrième artère énergétique de l'Europe. Portant il faut bien préciser que le soutien cohérent de l'UE pour l'interconnecteur de La Turquie-Grèce-Italie a un étayage stratégique.

Les plans détaillés, en particulier, et le développement du prospective des exportateurs de gaz montrent que on va voir le développement au moins d'un majeur système de pipeline pour transporter le gaz Eurasien à l'Europe via la Turquie.

Le pipeline de 3400Km à 4.4 milliards d'euro offre le prospect de transportation du gaz du Moyen Orient et du gaz caspien aux marchés européens majeurs. La ligne aura la capacité de transporter 30 Bcm par an et va traverser vers la Turquie. Les pays transits pourront prendre 8Bcm par an pour eux même donc la livraison à Baumgarten sera de 17 à 22Bcm par an.

En mi-2004, la nouvelle Viennes basée l'entreprise «*the Nabucco Company Pipeline Study GMBH*» est créé par les sociétés autrichiennes, turques, bulgares, hongroises et roumaines à fin de coordonner le projet.

⁶⁶ Ce projet qui a l'objectif de transporter de 30Bcm par an aux marchés de l'Europe central, nord et ouest est développé par les cinq entreprises : OMV de l'Autriche, Botas de la Turquie, MOL Transmission plc de l'Hongrie, Bulgargas de la Bulgarie et Transgaz de Roumanie.

⁶⁷ "The Turkish Gate: Energy Transit and Security Issues" by John Roberts, Centre for European Policy Studies, EU-Turkey Working Papers, N. 11/October 2004 p.6.

Chaque holding avait 20% dividendes. Le 5 mai la nouvelle entreprise a commencé le processus technique pour choisir un conseiller financier. L'entreprise planifie d'avoir la faisabilité totale dirigée par Boston Consulting Group à la fin de 2005. Le concept technique détaillé et l'étude d'évaluation environnementale va commencer en mi-2005 et va être prêt en mi-2006. La phase de construction va se terminer entre mi-2006 et mi-2009. L'initialisation des opérations sera en 2009.

Les conditions contractuelles entre les fournisseurs et les acheteurs vont être cruciales. L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) et le Secrétariat de Charte de l'Energie (SCE) ont cité que ce qu'ils ont désigné non-prix différenciation va être l'élément clef dans le développement des ressources existantes. En partant de cette idée ils construisent les contrats plus attractifs pour les acheteurs comme court ou medium terme contrats avec l'introduction de l'indexation des prix qui ne dépendent pas aux prix de pétrole. Pendant le séminaire : « South East Europe : Investment, Transit, Trade » à Istanbul AIE et SCE ont souligné l'importance de ce projet à fin d'attirer et sécuriser les importateurs de gaz qui évoluent volatiles et compétitifs marchés de gaz.⁶⁸

Au séminaire d'Istanbul, l'estimation d'AIE pour la prospective des besoins d'importation de gaz de l'UE a encouragé les présentations concernant les lignes inclus Grèce et le projet majeur de transportation de gaz au cœur de l'Europe, le Projet Nabucco.⁶⁹

D- Le Projet « Blue Stream » :

Dans le cadre des accords entre la Russie et la Turquie, un projet de gazoduc passant sous la Mer Noire a été lancé : un protocole d'accord a été signé entre les deux pays en août 1997 pour la construction de ce gazoduc de 1212 Km, qui doit relier Izobinoye (La Russie) à Ankara. Un contrat d'approvisionnement a ensuite été ratifié, lors de la visite du Premier ministre

⁶⁸ <http://www.iea.org/Textbase/subjectqueries/nmc/europe.asp>. Voir Para.51.

⁶⁹ <http://www.iea.org/Textbase/subjectqueries/nmc/europe.asp>. Voir Para.57.

russe Tchernomyrdine à Ankara, le 15 décembre 1997. Enfin, les caractéristiques de l'accord ont été publiées au journal officiel de la république turque le 12 mai 1998.

Selon cet accord, RAO-Gazprom est entièrement responsable de la construction et du financement des parties russe et turques du gazoduc. Pour la partie russe (373 Km *onshore*), elle sera associée, comme le stipule l'accord intervenu en février 1998 lors de la visite du Ministre turc de l'énergie à Moscou, à Stroytransgaz (La Russie) et à deux compagnies turques, Hazinedaroglu et Özta ; Saipem (Italie) est chargée de la construction du tronçon offshore reliant le port russe de Tuapse au port turc de Samsun ; la partie turque de gazoduc (444 Km *onshore*) reliant Samsun à Ankara a été confiée. Cependant, une fois arrivées à Novorossiysk, la destination des huiles et leur évacuation demeurent incertaines. Les propositions européennes et américaines divergent, mais dans les deux hypothèses, elles évitent le Bosphore.⁷⁰

Le contexte balkanique peut conduire à la mise en place d'un soutien politique et financier des grandes puissances afin de renforcer l'intégration économique de cette région ainsi que sa stabilité politique. Dans cette optique, le CPC prolongé par la route de Balkan paraît un bon compromis ; Reste à savoir si les Etats-Unis soutiendront ce tracé qui va concurrencer le tracé de Ceyhan.

Pour ce qui concerne les parties *onshore* : côté russe, les travaux auraient commencé. Côté turc, le consortium OHS (Özta (La Turquie)-Hazinedaroglu (La Turquie)-Stroytransgaz (La Russie)) a été formé en novembre 1999 pour la fourniture clé en main du tronçon turc passant par Samsun, Amasya, Tokat, Çorum, Kirikkale pour arriver à Ankara. Les procédures d'expropriation sont achevées et les travaux ont commencé sur le tronçon Haymana-Ankara ; 170 Km auraient été construits. La fin des travaux est prévue pour avril 2001.

⁷⁰ " Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux" Poste d'Expansion Economique d'Ankara , 3^e édition, Septembre 2000 p.26.

Pour la partie *offshore*, les études préliminaires qui incluent les études d'ingénierie, la cartographie du fond de la mer le long du tracé et les tests effectués sur les équipements spéciaux résistants aux conditions difficiles du milieu sont en cours. Cependant, le projet risque de prendre du retard à cause de la non disponibilité de la barge nécessaire pour la pose des tuyaux au fond de la mer et actuellement utilisée dans le golfe du Mexique. La barge ne pourra pas être disponible avant la mi-2001.⁷¹

Les russes s'étant engagés à livrer les premiers Bcm de gaz pour fin 2001, ils ont affirmé qu'il leur suffirait de 2 à 4 mois pour construire la première ligne de 8 Bcm/an, le doublement de cette ligne intervenant plus tard pour atteindre le débit prévu de 16 Bcm annuels.

Le Parlement turc a ratifié, le 1er juin 2000, le contrat du projet Blue Stream, ainsi que le texte portant sur un ensemble d'avantages fiscaux soumis par les russes. Les partis nationaliste et islamiste ont exprimé leur opposition à ce projet en raison du degré grandissant de dépendance énergétique de la Turquie à la Russie. Le financement du projet ne semble plus poser de problème ; cependant, il est peu vraisemblable que le gaz puisse être acheminé pour la fin de l'année 2001, comme l'annoncent les russes ; le premier planning de livraison du Blue Stream établi en 1998 prévoyait de livrer 0.5 Bcm en 2000, 4 Bcm en 2001 et d'atteindre 16 Bcm en 2007.⁷²

⁷¹ " Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux" Poste d'Expansion Economique d'Ankara , 3^e édition, Septembre 2000 p.28.

⁷² " Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux" Poste d'Expansion Economique d'Ankara , 3^e édition, Septembre 2000 p.29.

Section 3: Le rôle de la Turquie dans la sécurité d'approvisionnement de l'UE en matières énergétiques

Le Livre Vert⁷³ de l'UE publié en 2000 prévoit l'augmentation de 45% de la demande des pays européens entre 1998 et 2030 c'est-à-dire la demande de 349 Bcm en 1998 va être 506 Bcm en 2030. Les officiels turcs citent le Livre vert et utilisent la demande additionnée prévue de 100 Bcm en 2020 pour justifier l'importance stratégique de la Turquie comme un corridor énergétique pour l'UE.

Le Livre Vert prévoit de façon spécifique que les 15 membres actuels de l'UE vont continuer à importer 71% de leur besoin de gaz en 2030. Et Même si la Norvège va devenir un membre de l'UE, l'Europe va rester dépendant de l'importation de 60% de son besoin de gaz.

L'UE cherche clairement à multiplier les nouvelles routes et les sources des fournisseurs. Dans ce regard les officiels de l'UE et la Turquie cherchent à former une synergie. En janvier 2004 Le Vice Président de la Commission Européenne M. Loyola de Palacia en faisant le commentaire sur le pipeline La Turquie- Grèce a dit que :

« la Commission est contente avec le résultat des négociations commerciales entre les deux pays »

et a ajouté que :

« ces améliorations vont causer non seulement la stabilisation et la paix dans la région mais aussi vont faire possible l'approvisionnement des nouvelles sources de gaz de la zone Caspienne et L'Iran aux marchés internes de l'UE élargie et aux Balkans ainsi en améliorent la sécurité d'approvisionnement pour les fournisseurs de cette infrastructure ».

⁷³ Office des publications officielles des Communautés européennes, 2001, 111p.

Dans ce contexte les Pages Verts notent que l'adoption d'une politique de la diversification géographique ne peut pas encore libérer l'Union de la dépendance effective du Moyen Orient pour le pétrole et de la Russie pour le gaz naturel. En effet le nombre des Etats Membres et des pays candidats est entièrement dépendant de chaque pipeline qui les reliera aux chaque pays fournisseurs.⁷⁴

La mise en place et l'entretien des infrastructures du secteur énergétique devraient permettre un fonctionnement efficace du marché intérieur de l'énergie, sans se départir des critères stratégiques et, le cas échéant, de service universel. Les priorités résultent également de l'importance croissante des réseaux transeuropéens d'énergie pour diversifier l'approvisionnement gazier de la Communauté, pour intégrer les réseaux énergétiques des pays candidats et pour assurer le fonctionnement coordonné des réseaux énergétiques d'Europe et des bassins de la mer Noire et de la mer Méditerranée⁷⁵.

Les Pages Verts qui indiquent la nécessité de la diversification des sources d'approvisionnement est très importante dans ce contexte. Ouvrir les opportunités de la compétition peut permettre à Gazprom de diversifier sa compétitivité dans une manière non-monopolistique.

Les nouvelles priorités, qui mettent en évidence les projets, sont particulièrement importants afin d'actualiser la liste des projets et d'aménager la procédure d'identification des projets. Ces nouvelles priorités résultent de la mise en place d'un marché intérieur de l'énergie plus ouvert et concurrentiel.

Développement des connexions énergétiques avec les Etats non membres, plus particulièrement avec les pays candidats à l'adhésion, contribuant ainsi à l'interopérabilité, à la fiabilité et à la sécurité de

⁷⁴ European Commission Green Paper, p.24.

⁷⁵ Décision N : 1229/2003/CE du Parlement Européen et du Conseil du 26 juin 2003 établissant un ensemble d'orientations relatif aux réseaux transeuropéennes dans le secteur de l'énergie, et abrogeant la décision n : 1254/96/CE

fonctionnement des réseaux d'énergétiques eu à l'approvisionnement énergétique dans la Communauté européenne.⁷⁶

Le processus de la Charte de l'Energie et les efforts à fin de développer un protocole de transit en particulier ont le même objectif de l'UE c'est-à-dire la diversification d'approvisionnement.

Le développement des lignes de transit vers la Turquie représente le chemin évident par lequel Gazprom peut faire la face au défi compétitif. Il ne peut avoir aucune idée du remplacement de la vente en gros du gaz russe importé via La Turquie, simplement les compléter et présenter Gazprom dans un environnement plus compétitif.

Dans ce contexte l'UE certainement doit se concentrer aux variétés de projets concerna nt les pipelines via La Turquie et considérer lesquels entre eux peuvent servir son but de sécurité énergétique et aider au financement du développement de l'infrastructure. Ces projets ont une importance stratégique, commerciale et infrastructurelle. Cela peut offrir de nombreux d'opportunités à l'UE et à la Banque d'Investissement Européenne en particulier. C'est particulièrement pertinent en considérant le pipeline de West Balkans proposé. Depuis certains temps son marché immédiat est les Etats des Balkans du sud qui ont un intérêt très limité dans le contexte de sécurité de gaz de l'UE et ils sont connectés aux marchés de l'UE non seulement à travers la Turquie mais au centre majeur européen comme Baumgarten aussi et en plus ils sont capables de fonctionner comme un système complémentaire dans la ligne Nabucco.

La Turquie veut être au centre des efforts européens pour accéder aux fournisseurs de gaz caspien et du Moyen Orient. Son but est de devenir la quatrième artère dans la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Europe après la Russie, l'Algérie et la Normandie. Quelques facteurs qui favorisent ce but :

En termes de géographie la Turquie est très bien placée –entre les marchés européens et les fournisseurs de gaz du Moyen Orient- à fin de servir

⁷⁶ « Réseaux Transeuropéens d'Energie », Critères supplémentaires pour les projets d'énergie commun, journal officiel de l'Union européenne, Annexe II.

comme un fournisseur central de transit selon la demande augmentée de l'Europe.

Les compagnies de gaz de l'Europe central, du sud et du sud-est travaillent pour transporter le gaz caspien et le gaz du Moyen Orient vers les marchés européens vers les pipelines posés traversant la Turquie et les Balkans.

Pour l'UE, le développement de la Turquie comme une route de transit lui permet de promouvoir la sécurité d'énergie et la diversification des routes d'approvisionnement. Selon les Pages Verts 2002 aussi longtemps que l'Europe va continuer à importer le gaz -41% de la Russie et 30% de l'Algérie- il y aura le besoin immédiat de faire la diversification des fournisseurs de gaz.

L'importance de la Turquie, comme une porte vers les ressources énergétiques, augmente de plus en plus la sécurité d'approvisionnement de l'UE en garantissant l'augmentation de l'accès aux réserves caspiennes et permettant aux fournisseurs de gaz du Moyen Orient de transporter leur gaz vers l'Europe avec les pipelines.

L'agglomération du volume de l'approvisionnement de gaz livré à l'Europe via La Turquie, l'agglomération de la pression sur Gazprom de la Russie pour opérer dans une base commerciale, plutôt que d'être un monopole, vont améliorer les relations entre la Turquie et l'UE. En effet en offrant le défi compétitif à Gazprom la promotion des flux en croissance de gaz vers la Turquie peut prouver être un des chemins plus effectifs pour promouvoir la réforme du marché de gaz dans la Russie. Dans ce contexte, cela peut causer des améliorations commerciales et compétitives afin de garantir la sécurité d'énergie européenne.

Comme cela a été souligné dans le livre vert de la Commission sur la sécurité de l'approvisionnement énergétique, l'Union européenne importe déjà près des deux tiers de ses besoins en combustibles fossiles (pétrole, gaz et charbon) qui représentent 80 % de sa consommation d'énergie. Si la tendance actuelle se confirme, le volume des importations devrait atteindre, d'ici à 2020,

90 % de la consommation de pétrole et 70 % de la consommation de gaz de l'Union européenne.⁷⁷

En ce qui concerne l'électricité, le volume des échanges entre les pays de l'UE/candidats et les pays voisins est encore assez limité, les exportations s'élevant à 6,4 TWh et les importations à 13 TWh en 2001. Par comparaison, une étude TACIS de 1999 prévoyait un volume possible d'échanges de 32 TWh si le réseau russe était connecté en synchrone au réseau exploité par l'Union pour la coordination du transport d'électricité. Concernant les liaisons transméditerranéennes, il faut souligner qu'un câble standard de 600 MW permet de transporter environ 4 TWh d'électricité par an.

Pour ce qui est du gaz, l'augmentation prévue pose des problèmes majeurs de sécurité d'approvisionnement. Il faudra recourir à de nouveaux gisements, plus éloignés géographiquement de l'Union européenne, où les conditions d'extraction sont souvent encore plus difficiles. Pour répondre à la demande future de l'Union élargie, dont les besoins en importations devraient atteindre 400 milliards de m³ d'ici à 2020, il sera nécessaire, dans les années à venir, d'investir plusieurs milliards d'euros dans la prospection de nouveaux gisements de gaz et, surtout, dans de nouveaux gazoducs. Il est prévu que la capacité actuelle de 330 milliards de m³ devra être accrue d'environ 200 milliards de m³. Afin que ces investissements puissent être réalisés, il est essentiel que l'Union européenne contribue activement à les faciliter et les encourager. Aussi s'est-on attaché, dans la présente communication, à redéfinir le rôle de la Commission à cet égard, en proposant des mesures complémentaires.

En ce qui concerne le pétrole, la principale question à aborder est celle de la sécurité de l'approvisionnement et, en particulier, de la sécurité maritime.

A- Les projets TRACECA et INOGATE :

⁷⁷ "Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen: Sur l'Élaboration d'une Politique Énergétique pour l'UE Élargie, ses voisins et partenaires." Bruxelles, le 13.05.2003, COM (2003) 262 Final p. 6

a- Le projet TRACECA⁷⁸ :

Le programme TRACECA qui a débuté en 1993, contribue au développement d'un corridor de transport partant de l'axe Est-ouest de l'Europe, traversant la Mer Noire, le Caucase et la mer Caspienne jusqu'en Asie centrale. Il participe au renforcement des capacités institutionnelles des Etats participants afin d'assurer leur accès au marché international et européen en toute indépendance. A cette fin, il vise entre autres à :

- Faciliter l'utilisation de voies de transport alternatives ;
- Relier la route TRACECA au réseau transeuropéen ;
- Promouvoir la coopération régionale entre les Etats participants ;
- Harmoniser les politiques de transport et le cadre réglementaire afin d'équilibrer la concurrence entre les différents modes de transport ;
- Attirer les investissements ;
- Financer les projets d'investissement pour la réhabilitation des infrastructures routières, ferroviaires et maritimes ;
- Fournir une assistance technique.

Le projet TRACECA implique les gouvernements signataires de l'accord de transport multilatéral. Les projets d'assistance technique financés

⁷⁸ TRACECA(Transport Corridor Europe Caucasus Asia) : Programme lancé à Bruxelles en 1993 dans le cadre de l'aide TACIS (4ème point), il regroupe en plus des experts de l'UE, les 8 ministres des transports des pays TRACECA (5 d'Asie Centrale et 3 républiques caucasiennes). Les travaux de cette commission visent plus spécifiquement à développer les voies de communication pour former un « Transport Corridor » Est/Ouest du Caucase et de l'Asie Centrale vers L'Europe.

par TACIS à travers le programme TRACECA font intervenir des sociétés d'ingénierie de l'UE et des pays bénéficiaires.

Comme il y a beaucoup de différence entre les politiques économiques extérieures menées dans chaque pays turcophone, on se trouve devant une multitude de procédures et de règles différentes. Cependant, les nombreux efforts, comme l'atteste le projet TRACECA, ainsi que la création des différentes zones de libre échange et la signature des accords douaniers bilatéraux et multilatéraux (Communauté économique eurasienne, Organisation de Coopération économique, Communauté d'Etats de l'Asie centrale, etc.) constituent les bases solides pour la facilitation du règlement des problèmes douaniers dans la région.

La Turquie a l'objectif d'être un corridor énergétique entre l'Est et l'Ouest pour le transport du pétrole et du gaz de l'Asie Centrale, la Caucase et le Moyen Orient destiné vers l'Europe et fournir un centre de raffinage du pétrole pour l'Europe comparable avec celui de l'Italie et de l'Espagne. La Turquie cherche aussi l'aide des Etats-Unis, de l'UE, du Japon et du Conseil de Coopération de Golfe pour transformer la zone de la Mer Noire en un marché commun viable avec la Turquie ainsi ayant des avantages importantes comme une route de transit pour toutes sortes de produits et services.

La partie plus spécifiquement tournée vers le transport de l'énergie fait l'objet d'un programme spécifique : INOGATE⁷⁹.

⁷⁹ INOGATE représente le volet énergétique du programme TRACECA, ce programme vise deux objectifs principaux:

- a. Réhabiliter, rationaliser et moderniser le réseau de transport gazier et les réseaux d'approvisionnement en pétrole et produits raffinés
- b. Proposer des tracés pour le transport des hydrocarbures de la Caspienne et de l'Asie Centrale vers l'Europe et les marchés de l'Ouest

Dans le cadre de ce programme, 4 axes principaux ont été définis qui s'appliquent aux pays bénéficiaires:

- a. Réhabilitation des pipelines en Asie Centrale, au Caucase, en Ukraine, Biélorussie et Moldavie.
- b. Étude de faisabilité technique d'un pipeline à travers la Caspienne.
- c. Réhabilitation des infrastructures de transport et de traitement des produits pétroliers.
- d. Assistance technique à la coopération régionale.

b- Interstate Oil & Gas Transport to Europe (INOGATE):

Le 10 mars 2000, la Commission Européenne a annoncée avoir reçu tous les documents nécessaires à l'adhésion de la Turquie au programme INOGATE. La Turquie espère ainsi sécuriser initier un programme de raccordement de son réseau de gazoduc à l'Europe, ce qui lui permettra de servir de voie de transit de la production de la Caspienne vers les marchés européens. Dans cette même logique, les ministres des Affaires Etrangères de la Grèce et de la Turquie se sont rencontrés le 7 juillet 2000 à Bruxelles et ont signé un accord de coopération. Les deux parties se sont engagées à créer un groupe de travail commun sur les questions énergétiques, notamment sur les possibilités de connecter leur réseau de gazoducs. M. Bensara, le coordinateur du programme INOGATE s'est félicité « des progrès impressionnants réalisés dans le cadre d'INOGATE en matière de coopération sur les réseaux d'hydrocarbures entre la Grèce et la Turquie ». L'accord prévoit l'extension des gazoducs turcs et grecs vers la frontière des deux pays, ce qui constitue une avancée significative dans le projet d'évacuation du gaz de la Caspienne par la route du sud de l'Europe. Un gazoduc devant relier Igoumenitsa (Grèce) à l'Italie devrait permettre d'approvisionner en gaz l'Europe occidentale. Cette route aurait l'avantage d'être plus économique et plus sûre que la route du nord.

B- Les projets communs avec la Russie et l'Iran :

a. Le projet turco-russe :

La Russie est un acteur incontournable de la région en raison de l'importance de ses réserves en gaz et en pétrole et des liens qu'elle conserve avec les anciennes républiques soviétiques⁸⁰ :

“Now that disintegration has taken place, most of the oil and gas reserves of the former Soviet Union are still located in Russia; recent estimates of 162 bn barrels of proven, probable

⁸⁰ « Energy in the Countries of the Former Soviet Union », Alexander Sheindlin, Russian Academy of Sciences, in Perspectives in Energy, 1991, Volume 1. p 449.

and possible oil reserves in the former Soviet geography assign 137 bn to Russia, 15 bn to Kazakhstan, 4 bn to Azerbaijan, 3,2 bn to Turkmenistan and 2,8 bn to other countries of Commonwealth of Independent States (CIS).”

Les réserves estimées placent la Russie au premier rang mondial pour le gaz et au 8ème pour le pétrole. Au niveau mondial, la Russie représente le second plus gros consommateur mais aussi le premier exportateur de gaz et le deuxième de pétrole.

Sur le plan de la politique régionale, la Turquie ambitionne de s'approprier au moins pour partie la place occupée par Moscou dans l'ex-URSS, en faisant valoir ses liens culturels et historiques qui l'unissent aux républiques turcophones. Sur le plan énergétique, la Turquie dépend à 70% de la Russie pour ses approvisionnements en gaz ; de plus, en raison de la hausse de la demande et des nouveaux projets d'approvisionnements en provenance de la Russie, cette dépendance n'est pas appelée à se réduire dans les années à venir.

- *Trans-Caspian Gaz Pipeline (TCGP)* ⁸¹

La construction d'un pipeline qui s'étendrait depuis le Kazakhstan jusqu'à l'île de Kharg au sud-ouest de l'Iran, en passant par le Turkménistan représente un projet majeur. Ce projet évalué à 1,2 milliard de dollars pourrait voir le jour dès 2005, et permettre, s'il se réalise, d'acheminer un million de baril de pétrole par jour vers le Golfe arabo-persique. Enfin, il importe de souligner un important projet de gazoduc, le TCGP (*Trans-Caspian Gas Pipeline*), dont les coûts sont évalués entre 2 et 3 milliards de dollars, et qui vise à relier les gazoducs d'Asie centrale — depuis le golfe de Turkmenbachi jusqu'à Erzurum via Bakou et Tbilissi — avec le réseau turc. Ce projet reste aléatoire, bien que les discussions entre l'Azerbaïdjan et le Turkménistan aient

⁸¹ « Vers une nouvelle donne pétrolière ? » Institut d'études d'Internationales Montréal, Bulletin No : 62, janvier 2003 p. 4

repris à ce sujet depuis octobre 2001. Rien n'empêche toutefois la section Bakou-Erzurum, appelée à être prolongée jusqu'à Ceyhan, de se réaliser sans l'apport du Turkménistan. La capacité estimée du gazoduc est de 254 milliards de pieds cubes par année (7,20 milliards) m³/an.

b. Les projets turco-iranien :

L'Iran exploite ses avantages géographiques et traîne les pieds en permettant passer par son territoire aux véhicules de transport turques pour aller en Asie Central. L'Iran donne les signales positives qu'elle est d'accord à aider la construction de la pipeline Azerbaïdjan- La Turquie traversant L'Iran malgré les objections des pays de l'ouest (surtout les Etats-Unis). ⁸² En Décembre 1993 la visite officielle du Président d'Iran M. Hasan Habibi en Turquie a donné des accords positifs. ⁸³

Quand il n'y avait que la question de transporter le pétrole d'Iraq il n'y avait aucun problème mais puisque L'Iran est entré dans le jeu avec l'idée d'envoyer le gaz traversant la Turquie vers l'Europe. A partir de ça la contribution turque est devenue indispensable partie de toute sorte de plan de transport du pétrole et du gaz de l'Eurasie vers l'Europe. On aura la même situation pour le gaz du Moyen Orient quand la paix d' Arabe- Israélien sera emportée dans la région.

1- Le gazoduc via l'Iran :

Le Turkménistan, l'Iran et la Turquie ont signé un accord tripartite le 13 mai 1997 pour la livraison de 28 à 30 Bcm de gaz turkmène à la Turquie et à l'Europe, par un gazoduc traversant l'Iran. Ce protocole fait la synthèse de nombreux *Memorandum of Understanding*, notamment ceux du 26 décembre

⁸² "Energy Co-operation in Central Asia: Global Perspective", Pierre Shammass, a paper submitted to the international Conference on Energy Cooperation in Central Asia and the Caucasus, 1-2 December 1992, Tehran.

⁸³ "Differences Buried As Russia Looms Large", in Briefing, 27 December 1993, Issue 970, Ankara, p.7.

1996 qui portait sur 8 Bcm de gaz turkmène, et celui de mai 1997 qui prévoyait de passer par l'Iran.⁸⁴

Parallèlement à ces accords, un premier gazoduc de 200 Km a été inauguré en décembre 1997 reliant le Turkménistan et l'Iran d'une capacité de 4 Bcm, qui pourrait être doublée dès 2006. Ce gazoduc pourrait être intégré au projet d'exportation vers la Turquie.

Une étude de préfaisabilité a été confiée à Sofregaz (sur financement FASEP) et présentée le 19 janvier 1998 à Ashgabat, mais c'est Shell qui s'est vu attribuer l'étude de faisabilité pour la réalisation du gazoduc, d'une longueur estimée à 1500 Km et représentant un investissement de 1.6 Md de \$. La compagnie anglo-hollandaise est également chargée d'organiser un consortium d'investissement.

2- Le gazoduc Iran- Turquie

Le 12 août 1996, sous le gouvernement de coalition Refah (parti islamiste)- DYP (parti de centre-droite), un accord d'approvisionnement en gaz *take or pay* a été signé entre la Turquie et l'Iran. Il a été suivi d'un *Memorandum of Understanding* sur sa mise en oeuvre en novembre 1996. Aux termes de cet accord, il était prévu que la Turquie achète à l'Iran 3 Bcm de gaz dès 2000, cette quantité augmentant progressivement pour atteindre 10 Bcm en 2005⁸⁵. Cependant, la Turquie a failli à ses engagements en prenant du retard dans les travaux de construction de sa partie du gazoduc. Le contrat a dû être renégocié et la Turquie aurait pu être dans l'obligation de payer 120 M de \$ d'indemnité à l'Iran. Il semble qu'un accord ait été trouvé sans que la Turquie n'ait à verser de compensations financières : en effet, l'Iran, qui n'avait pas réalisé les infrastructures de raccordement, tient beaucoup à ce contrat et doit tenir compte de la concurrence potentielle de Shah Deniz ; la renégociation du contrat avait pour but principal de rassurer les Iraniens par la confirmation de l'engagement turc dans le projet et d'allonger le contrat d'achat de gaz de 3 ans.

⁸⁴ “ Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux” Poste d'Expansion Economique d'Ankara , 3^e édition, Septembre 2000, p.38

⁸⁵ En 2001 : 5 Bcm, 2003 : 7 Bcm, 2004 : 9 Bcm

Le gazoduc devrait être inauguré en juillet 2001, le planning donné précédemment étant retardé de deux années.

Botas est chargé de la construction de la partie turque du gazoduc qui, à la suite du lancement d'un appel d'offres international adjudé en août 1997, a été divisé en cinq tronçons. Le premier tronçon, reliant Dogubayazit, proche de la frontière l'Iranienne, à Erzurum, a été attribué à la société Ferrnas. Les 300 Km sont achevés et ont coûté 172 M de \$. Les autres tronçons, en cours de construction sont : Erzurum-Imrali (325 Km, attribué à Alarko), Imrali-Kayseri (260 Km, Tepe), Kayseri-Ankara (320 Km, Limak) et Kayseri-Konya-Seydisehir (370 Km, Indet). La partie l'Iranienne du gazoduc est terminée depuis décembre 1999.

Ce projet déplaît aux Etats-Unis qui ont tenté de dissuader la Turquie de le mener à bien. De plus, les sanctions américaines sur les entreprises investissant en L'Iran ont retardé l'avancement du projet ; finalement, la société américaine Solar, qui devait fournir une station de compression, a été écartée et remplacée par la société allemande M.A.N. La Turquie s'est défendue en mettant en avant son déficit énergétique grandissant et la nécessité d'importer rapidement du gaz.

Chapitre II : La Place de la Turquie dans le Réseau Transeuropéen

Section 1 : Appartenance de la Turquie au RTE

A- Les acteurs du marché des hydrocarbures

a- Les compagnies nationales turques⁸⁶

TPAO : il s'agit la société nationale d'exploration et de production pétrolière. Elle a produit 76% du pétrole et la quasi totalité du gaz. Elle est impliquée dans plusieurs grands projets internationaux : elle participe à la hauteur de 10% à l'exploitation des champs de Chirali et de Guneshli en Azerbaïdjan, de 9% au projet Shah Deniz, elle fait de la prospection en Algérie, Libye, Azerbaïdjan et Turkménistan. Elle vient en outre de signer un contrat avec l'Iraq pour le développement d'une vingtaine de champs pétroliers.

BOTAS : société nationale qui construit et gère les oléoducs et gazoducs. Elle détient un quasi-monopole sur toutes les activités gazières (importations, vente, transport...) exceptées la distribution et la production. Elle est en outre chargée du transport du pétrole par oléoduc.

TÜPRAS : compagnie nationale de raffinage qui gère 90% du pétrole brut importé et détient 90% de la capacité de raffinage du pays (4 raffineries : Batman, Izmit, Izmir et Kirrikale).

Cependant, des réformes visant à privatiser le secteur de l'énergie seraient sur le point d'aboutir. Elles comprendraient trois volets : la libéralisation de la distribution de gaz naturel, celle du marché de l'électricité et des amendements à la loi sur le pétrole.

⁸⁶ " Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux" Poste d'Expansion Economique d'Ankara , 3^e édition, Septembre 2000,p.16

b- Les principaux intervenants du secteur privé⁸⁷

Shell : Cette compagnie est présente en La Turquie depuis 75 ans. Elle détient 15% du marché des produits blancs¹ et dispose d'un réseau de 560 stations service. Après s'être retirée de l'exploration production en La Turquie, en vendant ses champs à Perenco et confié sa gestion à un représentant, Shell a ouvert à nouveau un bureau à Ankara en avril 1998. Elle s'intéresse principalement à la production d'électricité par l'intermédiaire d'Interген, société qu'elle détient à 50% et qui a remporté, en association avec Enka (important génie civiliste turc) trois appels d'offres sur cinq de centrales électriques. Ces trois centrales (Adapazari, Gebze et Izmir) représentent 2.5 Md de \$ d'investissement en Built Operate Own (BOO) et les deux premières sont en construction. La compagnie joue aussi un rôle actif dans les grands projets d'évacuation des richesses de la Caspienne, notamment du gaz Turkmène. Elle détient en outre 25% des parts du projet d'exploration du champs d'Inam en Azerbaïdjan dont les résultats du premier forage devraient être connus à la fin de l'année 2000 et entend y investir 1 Md de dollars.

BP-Amoco: la compagnie a ouvert un bureau à Ankara en avril 1998. Elle détient Amoco qui mène une campagne d'exploration dans la région de Mersin et Arco qui mène une campagne d'exploration en Mer Noire. BP détient un réseau de plus de 1000 stations service et une part de marché des produits blancs d'environ 20%. Par ailleurs, le groupe détient de nombreuses participations dans les grands projets d'évacuation des hydrocarbures de la Caspienne : leader de l'AIOC (Azerbaïdjan International Company) à hauteur de 17.13%, BP est l'opérateur du projet gazier de Shah Deniz (25.5% des parts) et du projet d'Inam (25% des parts), détient 30% de NAOC (North Absheron Operating Company), 15% dans les projets des champs Alov, Araz et Sharg,

TotalFinaElf : la fusion de Elf Selyak et de Total Oil Turkiye, conséquence de la fusion de Total et Elf, risque de prendre un peu de temps,

⁸⁷ “ Approvisionnements de la Turquie en gaz et en Pétrole: Les enjeux régionaux“ Poste d'Expansion Economique d'Ankara, 3^e édition, Septembre 2000, p.18.

chacune des branches étant associé avec un partenaire turc différent. Le groupe dispose d'un bon réseau de stations service (en janvier 2000, Elf en possédait 145 et Total 320). La part de marché détenu par Total à la fin de l'année 1999 sur les produits blancs⁸⁸ s'élevait à 6.3%, celle d'Elf à 3.4%. Le groupe possède 10% du projet Shah Deniz, 20% du projet Absheron et 50% de Lenkoran (ces trois projets sont situés en Azerbaïdjan).

B- L'Etat turc et les projets « By-Pass » :⁸⁹

a. La navigation sur le Bosphore et les projets *by-pass*

Depuis 1936, la navigation dans les détroits turcs (Bosphore et Dardanelles) est régie par le traité de Montreux. Il reconnaît la souveraineté des turcs sur les deux détroits et leur donne un contrôle important sur le plan géostratégique et militaire (ce qui était la principale préoccupation de l'époque). C'est pourquoi la Turquie n'est pas susceptible de le révoquer unilatéralement. Les États riverains de la Mer Noire n'y renonceront pas non plus, car il garantit la libre circulation des bateaux de marchandises. Or, en 1936, environ 6000 navires par an soit une moyenne de 17 par jour, utilisaient cette route. Aujourd'hui le trafic s'élève à 45000 bateaux par an, soit 135 par jour, dont plusieurs transportent des cargaisons dangereuses: pétrole, gaz, produits raffinés ou éléments radioactifs. Ajoutons que les sous-marins de toute classe (notamment soviétiques et turcs) sont également obligés d'emprunter les détroits lorsqu'ils quittent la Mer Noire pour rejoindre la Méditerranée.

Istanbul qui comptait moins d'un demi million d'habitants dans les années trente est devenu le premier centre économique de La Turquie avec ses 12 millions d'habitants et cette zone représente aujourd'hui 60 % du PNB du pays.

⁸⁸ Les produits blancs sont une catégorie regroupant à la fois le diesel et l'overall gasoline, qui est composé de l'essence ordinaire sans plomb et super.

⁸⁹ "The Turkish Gate: Energy Transit and Security Issues" by John Roberts, Centre for European Policy Studies, EU-Turkey Working Papers, N. 11/October 2004 p.21

Un certain nombre d'accidents a déjà eu lieu et a poussé les autorités turques à mettre en place le système de *Traffic Separation Schemes* (TSS). Malgré les réticences de la Russie, dont plus de la moitié des exportations de pétrole emprunte cette voie (soit 36 millions de tonnes par an), le travail avec l'OMI (Organisation Maritime Internationale) devrait aboutir à la mise en place d'un système moderne de *Vehicule Tracking System* (système de suivi de véhicules).

Malgré tout, depuis avril 1999, les premières huiles azéries qui ont quitté le port géorgien de Supsa passent le détroit et il semble que la situation prévaudra encore pour deux ou trois ans (le temps que Bakou-Ceyhan soit opérationnel). Les turcs se servent de cet état de fait comme moyen de pression international.

b. Le Système de TSS :

Durant la première moitié de l'année 1994 une dizaine d'accidents, dont la catastrophe du *Nassia*, poussèrent le gouvernement à modifier unilatéralement les règles⁹⁰ de circulation dans le Bosphore.

Il est probable que le conflit entre les pays de la Mer Noire et la Turquie continuera dans les prochaines années, puisque la Turquie détient, avec ses détroits, un moyen de pression considérable même si les menaces d'Ankara ne

⁹⁰ Les modifications apportées ont été les suivantes:

I. Les bateaux de plus de 150 mètres de long sont invités à louer les services d'un guide et de remorqueurs, soit un coût de 1000 à 1500 \$. Actuellement, seul un tiers des navires utilise des passeurs.

II. Le pilotage automatique est interdit.

III. Les navires à propulsion nucléaire ou transportant des matières radioactives doivent obtenir une autorisation spéciale de la part du Ministère de l'environnement.

IV. Une restriction est mise en place sur les vaisseaux de plus de 190 pieds de haut (58 mètres). Les bateaux de plus de 200 mètres de long ne peuvent passer le détroit qu'en plein jour.

V. De nouvelles routes sont tracées dans le détroit. Un système de planification des passages (*Traffic Separation Schemes*) auquel les Turcs accordent une grande importance, a été mis en place.

VI. L'interdiction de plus d'une cargaison à la fois à travers le détroit considérée comme dangereuse pour l'environnement a été introduite.

VII. Le détroit n'est praticable que par bonnes conditions météorologiques.

peuvent raisonnablement être mises à exécution. Le problème des risques d'accidents dans les détroits turcs est cependant réel.

A court terme, les spécialistes estiment qu'un système de pilotage effectué par des professionnels embarqués permettrait de réduire les accidents de 82%. A long terme cependant, la solution de l'oléoduc Bakou Ceyhan, la réorganisation des importations de la Mer Noire et la décroissance des exportations maritimes russes pourraient éviter une augmentation du trafic des produits pétroliers à travers cette région sensible.

Si les préoccupations écologiques d'Ankara sont certes légitimes, il peut toutefois être suggérée qu'il est à son avantage de tenter limiter la circulation par le détroit du Bosphore, afin de favoriser l'utilisation du BTC et de nuire aux compétiteurs de ce projet de pipeline.⁹¹

c. Les projets by-pass:

1- Odessa- Brody:

Près de 90% des hydrocarbures russes destinées à l'Europe transitent par l'Ukraine. L'accord prévoyant la prolongation jusqu'à Plock en Pologne du pipeline qui relie le port d'Odessa à Brody sera signé le 26 novembre à Bruxelles, après que les gouvernements de Pologne et d'Ukraine se soient entendus sur les termes de cet accord bilatéral. Le projet prévoit de prolonger le pipeline sur 90 kilomètres côté ukrainien, de la jonction avec l'oléoduc "Amitié"-Sud (à Brody) jusqu'à la frontière polonaise, puis sur 450 kilomètres côté polonais jusqu'à Plock, où l'oléoduc Odessa-Brody sera connecté avec l'oléoduc "Amitié"-Nord. Les deux branches du réseau "Amitié" permettent d'acheminer le pétrole russe vers l'Europe et l'Allemagne. Avec le futur oléoduc Odessa-Plock, c'est aussi le pétrole de la mer Caspienne qui pourra être acheminé vers l'Allemagne, les raffineries des pays adhérents et le reste du monde à travers les ports polonais et allemands. La prolongation permettra enfin la mise en service du tronçon Odessa-Brody sur 674 Km, achevé il y a déjà deux ans. Elle accélèrera aussi le projet consistant à porter de 9 à 45

⁹¹ KUNIHOLM, Bruce R. (2000). "The Geopolitics on the Caspian Basin". The Middle East Journal, vol.54,n.4, p.552

millions de tonnes la capacité annuelle de cet oléoduc. Les travaux de la prolongation pourraient coûter 300 millions de dollars. Récemment, la compagnie pétrolière russe TNK suggérait de se servir d'Odessa-Brody en sens inverse pour exporter son brut par le terminal de Yuzhny près d'Odessa, sur la mer Noire. Mais il y a d'autres perspectives : la Pologne, alliée des USA en Iraq, pourrait un jour faire venir du pétrole Iraquien vers ses raffineries à travers l'Odessa-Brody, si le projet de pipeline Ceyhan (La Turquie)-Samsun (mer Noire) devenait réalité.

2. Adria-Druzhba Integration:

Il y a différentes options pour relier le système du pipeline d'exportation, Druzhba de la Russie au pipeline Adria et son terminus de chargement au port Croate d'Omislj à l'Adriatique. Cela nécessite d'inverser la circulation existante d'Omislj vers la raffinerie croate à Sisak et la raffinerie hongroise à Szazhalombatta, alors le pétrole russe qui circule vers le système Druzhba à Szazhalombatta peut alors couler directement à l'Adriatique. La longueur du système sera 3197 Km. Cela représente la meilleure option pour le direct connexion du pipeline russe à la Méditerranée.

3. Constanza-Pancevo-Omislj-Trieste (CPOT):

Cette ligne, parfois appelée *South- East European Line- SEEL*, peut commencer par le port roumain Constanza à la mer Noire de vers la Serbie et la Croatie au terminal nord de l'Italie à Trieste ou' elle peut connecter avec Trans-Alpine Pipeline. Elle peut délivrer le pétrole brut à la raffinerie serbe à Pancevo, près Belgrade, et au terminal croate adriatique à Omislj. La longueur sera 1310 Km (Constanza- Trieste) ou bien 1238 Km (Constanza- Omislj). Le projet est actuellement sous la préparation, quelques rapports de faisabilités préparés par US HLP Parsons Company adoptés par les officiels de la Serbie, la Roumanie et la Croatie en Mai 2004. Ce pipeline peut être actif si il peut être connecté à TransAlpine Pipeline à Trieste. Sa faiblesse peut être considérée

comme la ligne d'approvisionnement pour les pays qui sont sur la route de Trieste.

4. Albania- Macedonia- Bulgaria Oil (AMBO) Pipeline:

Ce pipeline de 913 Km peut commencer par le port bulgare Bourgas à la mer Noire vers le port albanais adriatique à Vlore. La capacité prévue est de 37,5 mt/an (750,000 b/d) avec l'expansion possible de 50 mt/an (1,0 mb/d). Les coûts seront entre 850 millions de dollars et 1,2 milliards de dollars. US TDA a aidé à la préparation de l'étude de finance et de faisabilité. Le group à la base américaine, AMBO Pipeline Corporation, développe cette proposition et a reçu l'approbation d'Albanie en Decembre 2003 pour sa partie de la route. La force de ce pipeline est qu'il sert au port Vlore en Albanie qui est un port de l'eau profond. Sa faiblesse est que les autorités bulgares semblent préférer Bourgas-Alexandroupolis.

5. Bourgas-Alexandroupolis:(Trans-Balkan Oil Pipeline):

Cette ligne de 286 Km, coûtée entre 600-700 millions de dollars, peut commencer par le port bulgare Bourgas à la mer Noire vers le port grec Alexandroupolis à la mer Egée. La Bulgarie, la Grèce et la Russie ont signé un accord initial en 1997. Le concept fondamental a été complété avec les plans initiaux pour charger 300,000 tonnes de tankers. La capacité prévue sera 30-40 mt/ an (600,000- 800,000b/d). Les bailleurs de fond du projet on proposé d'égalisation des tarifs pour les tankers qui passent par Bosphore et les affréteurs qui passent par Bourgas- Alexandroupolis. Cela peut aider à régler une des problèmes sur la question de *by-pass*. Comme indique M. John Roberts :

“Since Bosphorus costs are, at present, indirect (indeed direct tariffs are illegal under the Montreux convention which governs traffic through the Turkish straits), such averaging would indeed lower the overall cost for pipeline throughput, at the expense of

increasing it for the Bosphorus. But were all the Black Sea littoral nations and the shipping companies using the Bosphorus to agree: how to overcome the gap that still exists – despite demurrage and other charges caused by routine tanker delays in the Bosphorus – between passage through the Bosphorus and a commercial rate for using a bypass pipeline.”⁹²

La force du projet est de son coût et sa longueur relative, sa faiblesse est de déchargement de la mer Egée.

6.Kiyikoy-Ibrikbab :

Il y a au moins deux propositions actuelles pour la construction d'un pipeline dans cette route. Les deux envisagent 198 Km par Kiyikoy dans la mer Noire vers Ibrikbaba dans le golfe de Saros à la mer Egée. Les deux réclament un progrès significatif, les deux attendent l'approbation formelle du gouvernement turc. Un des projets est garanti par les firmes russes Transneft, TNK-BP et Tatneft. L'autre par Thrace Development Ltd. La force des deux projets est qu'ils proposent des lignes avec une capacité massive de 1,2 mb/d. Leur faiblesse est de décharger la mer Egée.

7. Samsun-Ceyhan :

La compagnie turque, Calik Enerji, est entraînée de proposer la ligne par le port Ceyhan à la mer Noire vers le terminal Méditerranéen existant à Ceyhan. Deux alternatives sont à étudier. Les deux pourront emporter 50 mt à Ceyhan et fournir extra 5mt à la raffinerie Kirikkale à côté d'Ankara. La première option, une ligne directe de 660Km de Samsun à Ceyhan avec un éperon à Kirikkale avec 3 stations de pompage et la construction d'une ligne d'éperon à Kirikkale avec 5mt/an capacité et 180 Km de longueur. Les coûts sont 1,060 milliards de dollars. La deuxième option, une ligne unique entre Samsun-Kirikkale-Ceyhan

⁹² “The Turkish Gate: Energy Transit and Security Issues” by John Roberts, Centre for European Policy Studies, EU-Turkey Working Papers, N. 11/October 2004 p.21

qui va partir de Samsun à Kirikkale en utilisant les mêmes droits de route de *Turkish onshore* partie du *Blue Stream* gaz pipeline à Ankara. De Kirikkale à Ceyhan il peut utiliser le même droit de route du pipeline qui porte le pétrole de Ceyhan à Kirikkale. La longueur sera 770 Km et va contenir 4 stations de pompage. Les coûts seront environ 1,070 milliards de dollars. Les projets sont en état d'étude et attendent pour l'approbation du gouvernement turc. La force du projet est de décharger le port d'eau profond du terminal de pétrole existant.

8.Agva-Izmit:

M. John Roberts a écrit:

“The expectation earlier this year Russia’s Tatneft would take a substantial stake in the Izmit Refinery on the Sea of Marmara raised the possibility of a limited supply line to serve the refinery, which lies just 40Kms from Agva, the nearest point on the Black Sea and 75 Kms southwest from the Sakarya river estuary on Turkey’s Black Sea coast”⁹³.

La raffinerie a une capacité de 11mt/an et le pipeline local peut avoir l'habilité d'enlever cette quantité du trafic de détroit turc.

C'est les projets futurs qui sont la preuve de cette importance de la Turquie et de son rôle majeur dans l'amplification du réseau transeuropéen (western, northern).

Le financement au titre du réseau transeuropéen et des autres programmes mentionnés ci-dessous est important non seulement pour la contribution financière aux projets que requiert l'achèvement du marché européen de l'énergie, mais aussi parce qu'il manifeste clairement l'importance

⁹³ “The Turkish Gate: Energy Transit and Security Issues” by John Roberts, Centre for European Policy Studies, EU-Turkey Working Papers, N. 11/October 2004 p.22

accordée par la Communauté aux projets en question.⁹⁴ Cette reconnaissance a été un facteur important lors du passage à la mise en oeuvre concrète des projets et à leur financement.

Toutefois, cet appui ne peut et ne doit pas viser à se substituer au financement des réseaux de gaz et d'électricité par le secteur privé. La construction et l'entretien des infrastructures restent la tâche des entreprises. Toutefois, les programmes communautaires ont joué un rôle vital dans le passé comme catalyseurs ou comme mécanisme de soutien des projets d'intérêt communautaire ou d'envergure encore plus large. Ce rôle des institutions communautaires reste important et il convient de le recentrer pour tenir compte de l'évolution des objectifs en matière énergétique.

Afin d'achever la reconnexion du système énergétique des pays de la région de l'Europe du Sud-est entre eux avec l'Union européenne, plusieurs interconnexions d'importance stratégique ont été répertoriées dans le cadre du processus du Forum d'Athènes⁹⁵. Dans la liste on souligne aussi le renforcement des liaisons Grèce-Italie et Grèce-Turquie.

La Commission est donc d'avis que ces projets d'interconnexion devraient être déclarés « *projets prioritaires d'intérêt européen* » et qu'ils devraient bénéficier du cofinancement possible au titre du mécanisme du réseau transeuropéen.

En particulier, il importe d'associer ces pays à la promotion de l'utilisation de Galileo⁹⁶ dans sa future application concrète pour le secteur de l'énergie, notamment en ce qui concerne la construction et l'entretien des oléoducs, des gazoducs et des lignes électriques à haute tension, la surveillance des pétroliers et la gestion des ressources naturelles.

⁹⁴ "Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen: Sur l'Élaboration d'une Politique Énergétique pour l'UE Élargie, ses voisins et partenaires." Bruxelles, le 13.05.2003, COM (2003) 262 Final p.19.

⁹⁵ "Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen: Sur l'Élaboration d'une Politique Énergétique pour l'UE Élargie, ses voisins et partenaires." Bruxelles, le 13.05.2003, COM (2003) 262 Final p.21

⁹⁶ Le programme Galileo offre des possibilités importantes pour améliorer la sécurité et la sûreté des réseaux, ainsi que du transport maritime de l'énergie dans le cadre des projets qui pourront être réalisés dans ce domaine. Aussi, une collaboration étroite avec les pays voisins et partenaires devra être recherchée dans le développement de ce projet

A cet égard un système d'observation pourrait être établi dans le bassin méditerranéen et dans le sud est de l'Europe dans la perspective de le relier à l'observatoire européen pour l'approvisionnement en pétrole et en gaz. Une étude concernant un projet similaire pour le bassin de la mer Caspienne est également prévue.

Section 2 : La Turquie vaste marché de libre échange des produits énergétiques

Les réformes structurelles visant à la création d'un marché intérieur européen de matière énergétique se reflètent dans les développements observés dans presque tous les pays voisins. Comme la Commission l'a indiqué dans sa communication « *Achèvement du marché intérieur* »⁹⁷, l'objectif doit être, dans ce contexte, la création progressive d'un marché intérieur européen intégré qui ne se limite pas aux seuls Etats membres de l'Union européenne.

La réalisation de cet objectif prioritaire exige non seulement l'adoption de règles et de normes communes dans le secteur énergétique mais aussi la création d'infrastructures supplémentaires en fonction des besoins. Il est impossible d'envisager le développement d'un marché énergétique vraiment concurrentiel, offrant une sécurité d'approvisionnement élevée, sans assurer un niveau approprié d'interconnexion entre les réseaux de matière énergétique des différents pays.⁹⁸

Parmi les projets concernant les réseaux transeuropéens d'énergie, il est nécessaire de mettre en évidence les projets prioritaires, qui sont très importants pour le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie ou la sécurité de l'approvisionnement énergétique.⁹⁹

⁹⁷ COM (2001)125 du 13.03.2001

⁹⁸ La communication approuvée en 2002 à Barcelone par les chefs d'Etat et de gouvernement de l'union européenne, lesquels ont ainsi entériné, en particulier, l'objectif de porter le niveau d'interconnexion énergétique entre chaque pays de l'union européenne et ses voisins à 10% de la consommation nationale.

⁹⁹ Décision N:1229/2003/CE du Parlement Européen et du Conseil du 26 juin 2003 établissant un ensemble d'orientations relatif aux réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie, et abrogeant la décision n : 1254/96/CE

En mars 2002, la Commission a fait des propositions pour la création d'un marché régional de réseau énergétique en Europe Sud-Est (ESE). A terme, la mise en place d'un marché régional de l'énergie est envisagée. En novembre 2002, à la réunion ministérielle d'Athènes, un protocole d'accord a été signé par tous les pays concernés¹⁰⁰ sous le parrainage de la Commission et du Pacte de stabilité.¹⁰¹

Le protocole d'Athènes a prévu d'intégrer le « Forum d'Athènes » réunit des acteurs économiques afin de discuter des réformes nécessaires. La Commission a annoncé qu'un plan analogue concernant le gaz serait proposé à l'avenir. Les pays concernés ont approuvé cette approche à la réunion ministérielle de novembre 2002.¹⁰²

Le plan relatif au gaz sera lancé à la mi-2003. Du point de vue des structures, il sera identique au processus d'Athènes, l'objectif étant de fusionner les deux processus avant la fin 2003.

Ce processus visant à créer un marché régional intégré nécessitera une sécurité juridique accrue et une intensification des relations dans le domaine de l'énergie entre les pays concernés, puis avec l'Union européenne dans son ensemble. Il déboucherait sur une base concrète pour étendre vers l'extérieur les avantages du marché intérieur de l'énergie de l'Union européenne. La Commission compte soutenir les travaux qu'implique ce processus.

L'Union européenne est en voie d'achever rapidement la zone libre échange de matière énergétique. Cela aboutira à des prix de plus en plus compétitifs, à des normes élevées de service public ainsi qu'au maintien et au développement de normes en matière de sécurité d'approvisionnement.

¹⁰⁰ Les signataires sont l'Albanie, la Bosnie et Herzégovine, la république fédérale de Yougoslavie, la Bulgarie, l'ancienne république yougoslave de Macédoine, la Grèce, la Turquie, la Croatie, la Roumanie, et le Kosovo (conformément à la résolution 1244 des Nations unies). Ont un statut d'observateurs la Moldavie, la Slovénie, l'Autriche, la Hongrie et l'Italie. L'initiative est parrainée par la Commission européenne et le Pacte de stabilité.

¹⁰¹ Le Pacte de stabilité pour l'Europe du Sud-Est est une institution mise en place afin de créer les conditions politiques permettant d'apporter une aide internationale effective à la région en coordonnant l'action des bailleurs de fonds et n soumettant des plans aux pays concernés ; il est présidé par M. Erhard Busek.

¹⁰² "Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen: Sur l'Élaboration d'une Politique Énergétique pour l'UE Élargie, ses voisins et partenaires." Bruxelles, le 13.05.2003, COM (2003) 262 Final, p.11.

Les mesures récemment adoptées pour atteindre ce but sont, entre autres, les suivantes¹⁰³:

- Adoption par le Conseil d'une position commune sur la révision des directives concernant la zone libre échange de matière énergétique proposée par la Commission. Le Parlement européen a proposé des amendements à la position commune. Dans son état actuel, la position commune permettra, en 2004, à tous les clients non résidentiels d'acheter librement leur gaz et leur électricité auprès de n'importe quelle entreprise établie dans l'Union européenne. D'ici à 2007, tous les clients, y compris les clients résidentiels, seront libres de choisir leur fournisseur. La directive exigera également la dissociation juridique des activités de transport et de distribution des activités de production et de vente, et instaurera un accès réglementé des tiers aux réseaux de transport et de distribution, et des normes communes pour une réglementation efficace. Enfin, la révision prévoit des mesures visant à faire respecter des normes environnementales et de service public élevées.

- Proposition, par la Commission, d'un projet de directive concernant des mesures destinées à assurer la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel. Une fois adoptée, cette directive permettra de disposer de politiques et de normes communes garantissant, dans chaque État membre, un niveau élevé de sécurité de l'approvisionnement en gaz, et instaurera des mécanismes adaptés pour résoudre les éventuels problèmes, notamment en ce qui concerne les contrats de fourniture de gaz à long terme et les risques d'interruption prolongée de l'approvisionnement en gaz de l'Union européenne.

- Mise en oeuvre progressive, par les compagnies de transport de gaz de l'Union européenne, des «Orientations concernant les bonnes pratiques» en matière d'exploitation des réseaux de transport de gaz

¹⁰³ "Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen: Sur l'Élaboration d'une Politique Énergétique pour l'UE Élargie, ses voisins et partenaires." Bruxelles, le 13.05.2003, COM (2003) 262 Final p.13.

conformément au principe de non-discrimination et de façon à assurer un accès effectif des tiers au réseau.

Le protocole signé au Forum d'Athènes contient notamment des dispositions concernant l'ouverture du marché, en permettant aux clients de choisir librement leur fournisseur. Il prévoit aussi;

- La mise en œuvre de toutes les normes techniques nécessaires, telles que les codes de réseau, les systèmes comptables et l'échange d'informations pour l'exploitation du réseau;
- La mise en œuvre de l'accès effectif des tiers à l'infrastructure ;
- L'adoption d'une législation sur la concurrence comparable à celle en vigueur dans l'Union européenne.

Comme indiqué plus haut, il existe des motifs valables d'étendre la zone libre échange de matière énergétique au-delà des frontières de l'Union européenne. Un tel processus d'intégration dépasse largement la simple libéralisation des échanges entre l'Union européenne et ses voisins en vertu d'obligations commerciales internationales plus générales. Il s'agit d'oeuvrer activement à la création d'un véritable marché intégré, libre de toute entrave. À cette fin, les mesures suivantes ont été prises, ou sont en voie de l'être, dans les pays voisins¹⁰⁴.

La réunion finale des groupes de travail ad hoc sur l'énergie a eu lieu les 19 et 20 février 2003 ; la création d'un marché de réseau énergétique ouvert et concurrentiel y a été discutée. Un accord a notamment été trouvé sur le principe de la promotion d'un marché régional avec l'objectif de l'intégrer progressivement dans le marché intérieur de l'Union européenne.¹⁰⁵

La création progressive d'une zone libre échange énergétique qui pourrait potentiellement comprendre plus de 35 pays et une population de plus de 600 millions d'habitants devrait être un objectif à moyen terme clairement défini de l'Union européenne. Cette zone pourrait être établie sur la base de normes

¹⁰⁴ C'est-à-dire la connexion avec les autres réseaux étrangers : La Turquie et le Réseau transcaucasien.

¹⁰⁵ "Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen: Sur l'Élaboration d'une Politique Énergétique pour l'UE Élargie, ses voisins et partenaires." Bruxelles, le 13.05.2003, COM (2003) 262 Final p.17.

communes concernant l'ouverture de la zone, la protection de l'environnement et la sécurité.¹⁰⁶

L'établissement de cette zone libre échange se fera nécessairement en plusieurs étapes. Avec l'adhésion, la zone comportera déjà vingt-cinq pays membres de l'UE en 2005. Les Etats membres du marché énergétique du sud-est de l'Europe se sont déjà officiellement engagés à adopter l'acquis communautaire dans ce domaine pour l'électricité, et les discussions sont en bonne voie en vue de l'adoption de semblables engagements en ce qui concerne le gaz.

La construction des nouvelles infrastructures nécessaires pour permettre le fonctionnement efficace d'un tel marché européen élargi et pour garantir l'approvisionnement futur de l'Union européenne en gaz nécessite une collaboration étroite non seulement entre la Communauté et les pays fournisseurs, mais avec les pays traversés. A cet égard, l'engagement financier et politique de l'Union européenne pour un nouvel engagement visant à renforcer et à diversifier les approvisionnements en gaz de la communauté joue un rôle crucial¹⁰⁷.

L'adoption de ces mesures et l'intensification constante du dialogue entre l'Union européenne et ses voisins permettra d'établir progressivement une réelle communauté de l'énergie dans l'espace européen élargi. Une telle

¹⁰⁶ "Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen: Sur l'Élaboration d'une Politique Énergétique pour l'UE Élargie, ses voisins et partenaires." Bruxelles, le 13.05.2003, COM (2003) 262 Final p.32.

¹⁰⁷ La Commission propose les actions concrètes suivantes :

La révision de l'instrument des réseaux transeuropéens pour permettre l'éligibilité des projets identifiés dans la présente communication.

Dans le cadre de la révision du mécanisme des réseaux transeuropéens permettre une participation couvrant une partie des coûts de l'assurance contre les risques politiques.

Un mécanisme assurant une meilleure coordination des instruments communautaires anciens et nouveaux pour soutenir le développement des infrastructures du secteur de l'énergie à l'intérieur et l'extérieur de l'Union européenne élargie.

La création d'un nouvel instrument général et global de financement des infrastructures dans le secteur de l'énergie, qui devrait s'appuyer sur les mécanismes de financement existants et combler les lacunes.

Une utilisation accrue de Galileo à des fins de sécurité, de gestion de la sûreté et de construction.

évolution favorisera l'établissement d'une prospérité partagée, de la stabilité et du développement durable.¹⁰⁸

Section 3 :L'adhésion de la Turquie au réseau transeuropéen:

Il ne suffit pas, pour assurer le fonctionnement efficace du marché européen élargi de l'électricité et du gaz, d'appliquer des règles et des normes communes; il faut aussi que les pays membres soient reliés par des infrastructures adéquates. C'est dans ce contexte que la Commission a adopté en 2001 une communication sur les infrastructures énergétiques européennes¹⁰⁹. La Commission envisage la publication d'une nouvelle communication sur ce thème en 2003, avec comme point de départ les progrès réalisés à la suite de la communication de 2001, et où elle abordera notamment la situation des pays en voie d'adhésion.

Il faut entreprendre une révision des orientations relatives aux réseaux transeuropéens pour mettre à jour la liste des projets pouvant bénéficier d'un financement du programme des réseaux transeuropéens à fin d'offrir la possibilité de revoir les orientations pour tenir compte de la nécessité d'intégrer le plus rapidement possible les pays en voie d'adhésion dans le marché énergétique.¹¹⁰

La construction des nouveaux gazoducs et oléoducs qui devront répondre aux futurs besoins de la Communauté devra nécessairement se faire au départ de régions -ou à travers des régions- ou' il n'est pas possible d'attirer des

¹⁰⁸ "Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen: Sur l'Élaboration d'une Politique Énergétique pour l'UE Élargie, ses voisins et partenaires." Bruxelles, le 13.05.2003, COM (2003) 262 Final p.33

¹⁰⁹ COM (2001)775 du 20.12.2001.

¹¹⁰ "Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen: Sur l'Élaboration d'une Politique Énergétique pour l'UE Élargie, ses voisins et partenaires." Bruxelles, le 13.05.2003, COM (2003) 262 Final p.30

capitaux sans que l'investissement soit assuré contre les risques politiques. En couvrant une partie de ces dépenses pour des projets qui présentent un intérêt manifeste pour l'Union européenne, la Communauté pourrait concrètement faciliter et favoriser le déploiement de ces réseaux.

Le secteur de l'énergie occupe traditionnellement une place importante dans les programmes de coopération communautaires au niveau régional et national. Dans sa récente communication intitulée « l'Europe élargie – Voisinage » la Commission européenne a proposé que la Communauté renforce son assistance et l'adapte mieux aux besoins résultant de la proximité. La communication relève également le rôle essentiel qui sera joué par les institutions financières internationales, et évoque une possible extension du mandat de la Banque européenne d'investissement (BEI) pour les prêts à l'extérieur.¹¹¹

La Turquie, grâce à des transferts de technologie et des investissements visant à y moderniser les infrastructures énergétiques. Toutefois, compte tenu de l'importance qu'il y a à garantir un approvisionnement énergétique et un niveau de prix adaptés pour le développement économique de l'ensemble du continent européen et du fait que, en matière de transport d'énergie, il s'agit d'investissements à long terme, l'Union européenne et la Turquie ont également reconnu qu'il convenait de donner un nouvel élan politique à leurs relations en oeuvrant de concert dans le sens d'un partenariat énergétique stratégique.

L'importance croissante de la Turquie pour le bon fonctionnement des marchés de l'énergie de l'Union européenne est évidente. Elle est le principal partenaire pour le transport du gaz et de pétrole.

Ce sont les nouveaux projets qui sont la preuve de l'importance de la Turquie dans le réseau transeuropéen :

¹¹¹ "Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen: Sur l'Élaboration d'une Politique Énergétique pour l'UE Élargie, ses voisins et partenaires." Bruxelles, le 13.05.2003, COM (2003) 262 Final p.31.

A- Les projets d'interconnexion électrique :

Les projets d'électricité proposés pour l'UE et les pays du Bassin Méditerranéen¹¹² :

a-Le raccordement Syrie - Turquie

Le raccordement des réseaux d'électricité de la Syrie et de la Turquie a été reporté depuis la fin de 1997, lorsque la partie turque d'un interconnecteur a été terminée. Après la fin des travaux, les deux pays seront reliés par une ligne unique de 400kV. La liaison ne pourra être réceptionnée qu'après l'achèvement de la ligne en Syrie. Le coût est estimé à 50 millions d'euros.

b-Le raccordement Turquie –Grèce

L'étude sur la faisabilité et l'évaluation de l'interconnexion électrique de la Grèce et de la Turquie, qui a été en partie financée par le programme réseau transeuropéen (RTE), est terminée. Sur la base des résultats très prometteurs de cette étude, un protocole d'accord a été signé le 28 mars 2002 à Ankara en vue de la construction de la ligne d'interconnexion de 400kV de Babaeski- Filippi; entre la Grèce et la Turquie, qui doit être terminée avant 2006. Le coût est estimé à 54 millions d'euros.

B- Les projets proposés de connexion au réseau gazier :

Parmi les projets prioritaires proposés dans le secteur de Gaz :

a-Les Gazoducs NG4 venant de la mer Caspienne : Interconnecteur entre la Turquie et la Grèce :

¹¹² "Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen: Sur l'Élaboration d'une Politique Énergétique pour l'UE Élargie, ses voisins et partenaires." Bruxelles, le 13.05.2003, COM (2003) 262 Final p.35

Protocole de coopération soumis à l'UE le 30 janvier 2001. Etude théorique est terminée par DEPA/BOTAS le 7 août 2001. DCI entre DEPA et BOTAS est signée le 28 mars 2002. Démarrage attendu en 2005 avec 0.5 milliards de m3.

b-Le Gazoduc Turquie –Grèce –Italie :

Stade de l'étude de préfaisabilité. L'ensemble du projet comprend quatre sections :

- Gazoduc BTE : de Bakou à Erzurum
- Section turque : d'Erzurum à Karacabey
- Interconnecteur La Turquie – Grèce : de Karacabey à Komotini (ITG)
- Section grecque : de Komotini à Trikala
- Interconnecteur Grèce –Italie : de Trikala à Otrante.

Pour la section qui relie la Grèce à Italie, un DCI (MOU) a été signé entre DEPA et EDISON Gas pour étudier l'interconnexion des réseaux grec et italien (au départ de Trikala).

c-Le Gazoduc Turquie –Autriche (passant par la Bulgarie, la Roumanie et la Hongrie):

C'est la situation géographique de la Bulgarie, de la Roumanie et de la Hongrie – entre les grands producteurs d'énergie de la Russie et des bords de la mer Caspienne et les grands consommateurs d'énergie en La Turquie et en Europe- qui donne au sud – est de l'Europe son importance comme lieu de passage pour les approvisionnement en gaz naturel provenant de la Russie et des régions de la mer Caspienne. Etat du projet est en stade de l'étude de préfaisabilité. Les compagnies participantes sont OMV Ergdas (Autriche), MOL (Hongrie), Transgaz (Roumanie), Bulgagas (Bulgarie), BOTAS (La Turquie).

Toutes ces interconnexions permettront dans un proche avenir d'importer du gaz de la région caspienne dans l'Union européenne élargie. Ce

potentiel comme pays consommateur et corridor énergétique permet à La Turquie d'adhérer aux réseaux transeuropéens.

CONCLUSION

Principal marché de proximité de la Caspienne et de ses environs, la Turquie dispose d'un atout économique réel à l'appui de son ambition politique régionale. Elle profite également des circonstances politiques – instabilité du Caucase, position américaine à l'égard de l'Iran, instabilité en Iraq – pour affirmer aujourd'hui sa place comme pays de transit et de réexportation de produits énergétiques, sachant que ces circonstances peuvent changer.

Il est important de comprendre les différences techniques fondamentales entre oléoducs et gazoducs. Les oléoducs peuvent fournir du pétrole aux raffineries ou aux centres de chargement des pétroliers qui l'acheminent vers des destinations lointaines. Les gazoducs doivent quant à eux acheminer le gaz naturel directement jusqu'à leur destination finale. Il n'existe donc pas de marché mondial pour le gaz, mais uniquement des marchés régionaux (sauf dans le cas du GNL). C'est pourquoi la Turquie a une place de choix dans ce domaine : elle est le marché potentiellement le plus dynamique pour le gaz de la Caspienne, car ses besoins énergétiques sont appelés à une croissance significative dans les 20 prochaines années et sa position en fait un partenaire incontournable pour l'évacuation des richesses de la Caspienne vers les marchés occidentaux.

C'est pourquoi, malgré des ressources pétrolières et gazières infimes, la Turquie connaît un regain d'intérêts de la part des grandes compagnies pétrolières telles que BP-Amoco, Exxon-Mobil, Shell, TotalFinaElf, Gaz de France, Schlumberger, Chevron et autres qui sont toutes présentes en Turquie.

La Turquie s'engage dans une politique colossale de développement de ses infrastructures énergétiques (réseau de gazoducs, centrales électriques...) et un nombre impressionnant de grands travaux sont en projet. Le problème principal reste la difficulté de financement de ces projets, ce qui retarde leur réalisation.

Dans son document de stratégie «*Vers l'Union élargie*» du 9 octobre 2002, la Commission recommande que «*l'Union européenne accentue son*

soutien aux préparations de préadhésion de la Turquie, en vue de la prochaine étape de sa candidature»¹¹³. Elle y énonce aussi un certain nombre de recommandations plus détaillées pour réaliser cet objectif, notamment la révision du partenariat pour l'adhésion de la Turquie et une augmentation de l'aide financière

Selon l'aptitude à assumer les obligations découlant de l'adhésion, la Turquie est amenée à adopter un programme d'identification des principaux besoins en infrastructures de transport dans le pays et des projets connexes de réseaux de transport, conforme aux orientations de la Communauté européenne relatives aux réseaux transeuropéens dans le domaine des transports, et continue à restructurer les entreprises productrices d'énergie et ouvrir les marchés de l'énergie conformément aux acquis communautaires ; poursuivre le renforcement des structures administratives et réglementaires en supprimant les restrictions actuelles au commerce transfrontalier dans le domaine énergétique.

Dans ce contexte, l'Union européenne doit certainement se concentrer aux variétés de projets concernant les pipelines via la Turquie et considérer lesquels entre eux peuvent servir son but de sécurité énergétique et aider au financement du développement de l'infrastructure. Ces projets ont une importance stratégique, commerciale et infrastructurelle qui causent une situation de « win-win ».

La demande en croissance de l'énergie de l'UE nécessite la diversification des voies d'approvisionnement. Le placement géostratégique de la Turquie favorise des nombreux projets de gazoducs et d'oléoducs vers les marchés européens. Les investissements d'infrastructure dans le pays et la croissance économique privilégient son ambition d'être un corridor énergétique pour l'Europe.

D'après les recherches et les études qu'on a faites sur l'impact et la place de la Turquie dans les réseaux transeuropéennes, on a vu que la Turquie

¹¹³ Communication de la Commission au conseil, relative au renforcement de la stratégie de préadhésion de la Turquie, Proposition de Décision de Conseil, présentée par la Commission, Bruxelles, 20.03.2003 COM(2003) 144 final

est un partenaire indispensable pour l'Union européenne et que futur adhésion de la Turquie peut offrir de nombreux d'opportunités à l'Union européenne et à la Turquie.

ANNEXES

Unités d'énergie et de volume, table de conversion¹¹⁴

Principales Unités et abréviations

1 TONNE= 7 Barils
1 Baril/jour=50 tonnes/an
1" = 1 *inch* = 1 pouce = 2.54 cm
1 ft = 1 *foot* (pluriel *feet*) = 1 pied = 30.48 cm
1 nm = 1 *nautic mile* = 1 mile marin = 1853 mètres
1ml = 1 *mile* = 1mile terrestre = 1609 mètres
Tcf = *Trillion Cubic Feet* = Milliard de pied cube
1 BL = 1 *Baril* = 42 *gallons* = 158.98 Litres
1 Btu = 1 *british thermal unit*
Bcm : Billion cubic meter = Milliard de mètres cubes
kWh: Kilo Watt heure
M : Million
Md : Milliard
Mt : Million de tonnes
Tep : Tonne équivalent pétrole
W : Watt

¹¹⁴ “Approvisionnement en gaz et pétrole de la Turquie- Les enjeux régionaux”, Poste d’Expansion Economique d’Ankara, 3 eme édition, p. 58

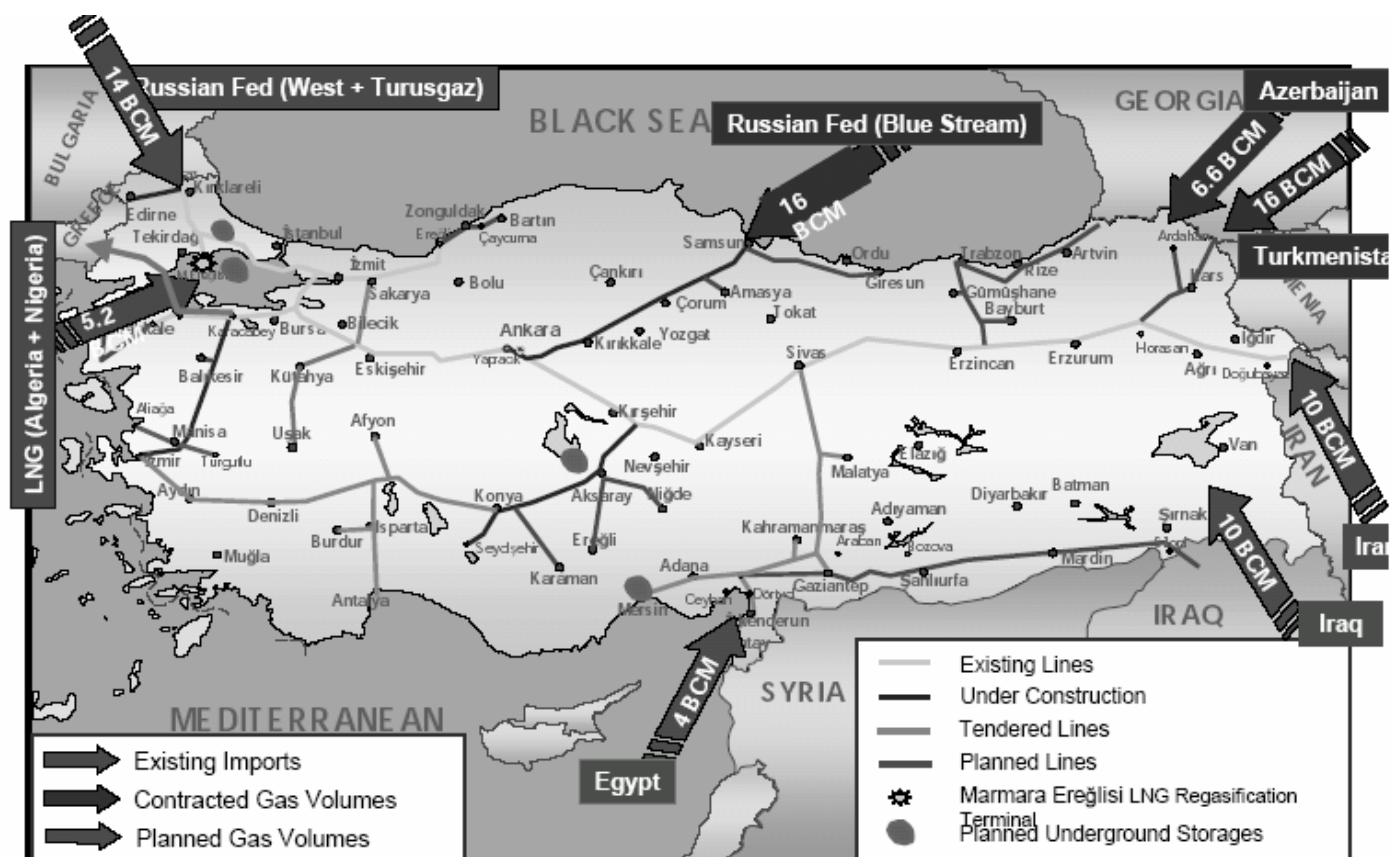
Tableau 1 Réserves, production et exportation en hydrocarbures^{*115}

Pays	Réserves ⁸ Pétrole (Mt)	Production ⁹ Pétrole (Mt)	Exportations ⁹ Pétrole (Mt)	Réserves ⁸ Gaz (Bcm)	Production ⁹ Gaz (Bcm)	Exportation ⁹ Gaz (Bcm)
Azerbaïdjan	1750	13.1	5.6	312	6	0
Irak	16071	144	120	3110	3	0
Iran	12814	175	120	22996	54	3
Kazakhstan	2514	28.9	15.3	2351	7	-8
Russie	7857	295	175	48144	592	198
Turkménistan	243	5.95	2.7	4390	23	19
Turquie	43	2.9	-28	9	0.73	-12

¹¹⁵ “Approvisionnement en gaz et pétrole de la Turquie- Les enjeux régionaux”, Poste d’Expansion Economique d’Ankara, 3 eme édition, p. 66

* Chiffres de 1999

Tableau 2 Cartes des gazoducs turcs (source Botas)¹¹⁶



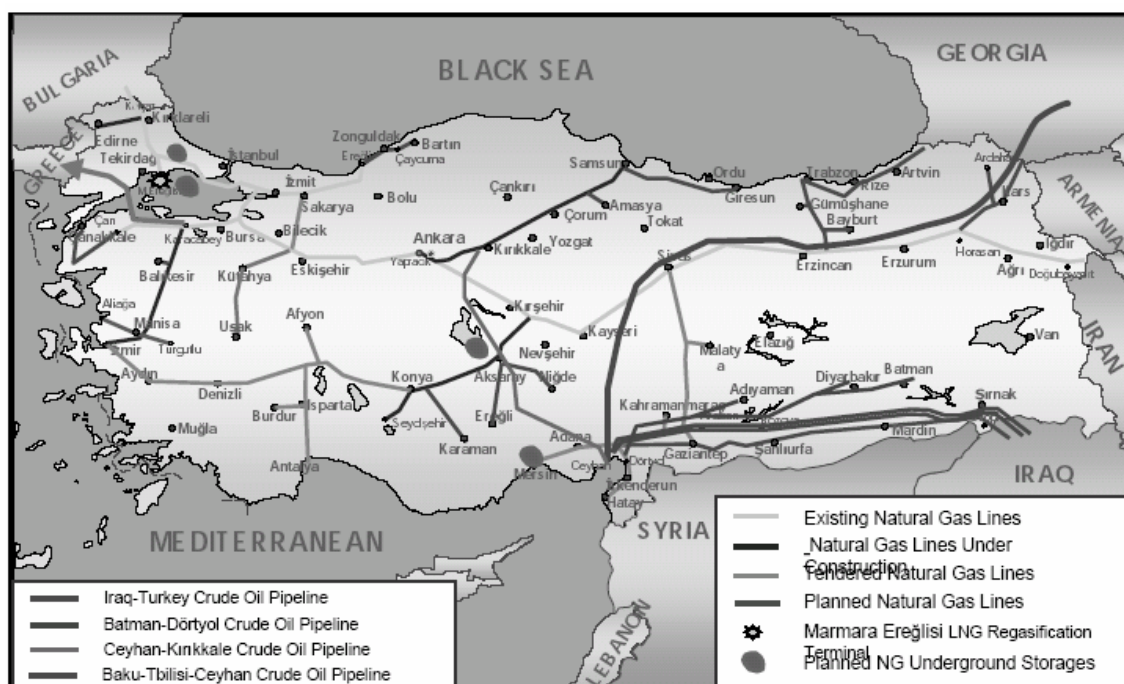
¹¹⁶ www.botas.gov.tr

**Tableau 3 Les Raffineries et oléoducs en La Turquie (source
Tupras)¹¹⁷**



¹¹⁷ <http://www.tupras.com.tr>

Tableau 4 Le système pipeline de Botas



**Tableau 5 Tableau récapitulatif approvisionnements en gaz naturel
de la Turquie (quantités exprimés en Bcm)¹¹⁸**

Années	Russie Gazoduc Bulgare	Russie Blue Stream	Iran	Azerbaïdjan Shah Deniz	Turkménistan TCP	Algérie (GNL)	Nigeria (GNL)	Production nationale	Total disponible	Demande (Botaş)	% des besoins couverts	% de la Russie dans les approvisionnements
1999	8,7	0	0	0	0	3,3	0,07	0,3	12,37	17,4	71,09	70,33
2000	9	0	0	0	0	4	1,2	0,3	14,5	20,8	69,71	62,07
2001	13	0	1,5	0	0	4	1,2	0	19,7	27,4	71,90	65,99
2002	14	4	4	0	5	4	1,2	0	32,2	31,8	101,26	55,90
2003	14	6	5	3	7	4	1,2	0	40,2	34,5	116,52	49,75
2004	14	6	6	3	7	4	1,2	0	41,2	39,4	104,57	48,54
2005	14	8	7	5,5	8	4	1,2	0	47,7	45,1	105,76	46,12
2006	14	8	9	5,5	9	4	1,2	0	50,7	45,5	111,43	43,39
2007	14	10	10	5,5	9	4	1,2	0	53,7	45,9	116,99	44,69
2008	14	12	10	5,5	10	4	1,2	0	56,7	48,7	116,43	45,86
2009	14	12	10	5,5	12	4	1,2	0	58,7	51,3	114,42	44,29
2010	14	14	10	5,5	14	4	1,2	0	62,7	53,5	117,20	44,66
2020	14	16	10	5,5	16	4	1,2	0	66,7	80	83,38	44,98

¹¹⁸ “Approvisionnement en gaz et pétrole de la Turquie- Les enjeux régionaux”, Poste d’Expansion Economique d’Ankara, 3 eme édition, p. 48

Tableau 6 Pays bénéficiaires et observateurs du programme

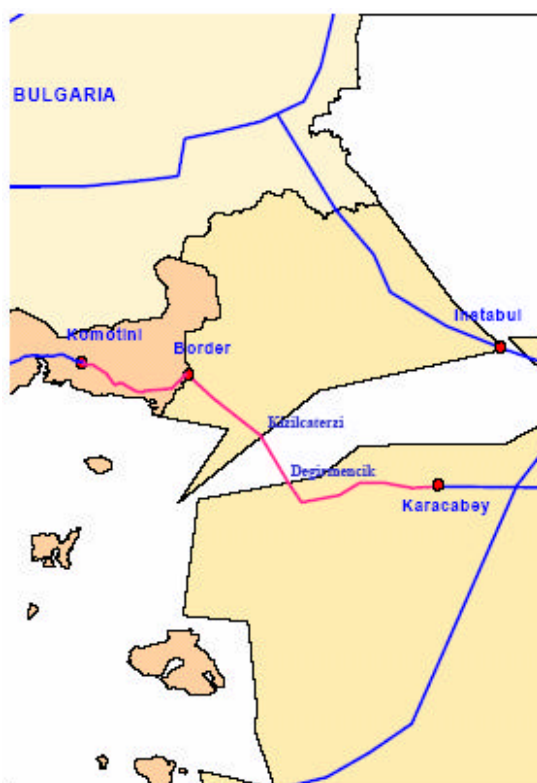
INOGATE¹¹⁹

Pays bénéficiaires	Pays observateurs		
	<i>Pays d'Europe Centrale</i>	<i>État Membres</i>	<i>Institutions financières</i>
Albanie	Bosnie-Herzégovine	Tous les pays de l'UE	Banque Mondiale
Arménie	Croatie		BERD ⁶
Azerbaïdjan	République Tchèque		BEI ⁷
Biélorussie	Estonie		Energy Charter Secretariat
Bulgarie	Hongrie		
Macédoine	Lettonie		
Géorgie	Lituanie		
Kazakhstan	Pologne		
Kirghizistan	Slovénie		
Mongolie	Slovaquie		
Moldavie			
Roumanie	<i>autres pays</i>		
Russie	Iran		
Tadjikistan			
Turquie			
Turkménistan			
Ukraine			
Ouzbékistan			

¹¹⁹ “Approvisionnement en gaz et pétrole de la Turquie- Les enjeux régionaux”, Poste d’Expansion Economique d’Ankara, 3 eme édition, p. 53

Projets prioritaires proposés dans le secteur du gaz¹²⁰

Tableau 7 Gazoducs NG4 venant de la mer Caspienne



¹²⁰ “Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen: Sur l’Élaboration d’une Politique Énergétique pour l’UE Élargie, ses voisins et partenaires.” Bruxelles, le 13.05.2003, COM (2003) 262 Final p. 36

Tableau 8 Interconnecteur entre la Turquie et la Grèce

Liaison	Turquie-Grèce		État du projet ○ Protocole de coopération soumis à l'UE le 30 janvier 2001 ○ Étude théorique terminée par DEPA/BOTAS le 7 août 2001 ○ DCI entre DEPA et BOTAS signée le 28 mars 2002 ○ Démarrage attendu en 2005 avec 0,5 milliard de m³
Origine du gaz	Turquie (Russie, Iran, Azerb.)		
Capacité:			
Flux moyen	0,5 milliard m³		
Coût estimé gazoduc et compression	260 millions d'euros		
Tracé du gazoduc	Longueur (km)	Diamètre (pouces)	
Karacabey –Degirmencik	115	42"	
Degirmencik – Kizilcaterzi	17	42"	
Kizilcaterzi –Ipsala	68	42"	
Ipsala –Komotini	85	42"	

Tableau 9 Gazoduc Bakou- Tbilissi- Ceyhan



Liaison	Azerbaïdjan - Turquie		
Origine du gaz	Gisement de Shah Deniz		
Capacité:	22 milliards m³		
Flux moyen	7,6 milliards m³ prévus		
Coût estimé gazoduc et compression	875 millions d'euros		
Tracé du gazoduc	Longueur (km)	Diamètre (pouces)	
Bakou - frontière géorgienne	455	48"	
Frontière géorgienne - Turquie	245	48"	
Frontière turque - Erzurum	225	48"	
	925		

Tableau 10 Gazoduc Turquie- Italie- Grèce

Interconnexion gazière du sud-est de l'Europe

Liaison	Turquie - Italie par la Grèce	Gazoduc	(base 48
		pouces)	
Origine du gaz	Azerbaïdjan, autres		
Capacité:	22 milliards m³		
Flux moyen	7,6 milliards m³ prévus		
Coût estimé	6 milliards d'euros		

Tracé du gazoduc	Longueur (km)		Longueur (km)
Bakou - Tbilissi - Erzurum	1,062	Karacabey- Komotini	285
Erzurum – Ankara	857	Komotini -Karperi	217
Ankara –Karacabey	378	Karperi -Trikala	92
		Trikala -Stavrolimenas	280
		Stavrolimenas -Otrante	224
Sous-total	2,297	Total	3,398

Tableau 11 Gazoduc Turquie- Autriche

Liaison	De la Turquie jusqu'en Autriche en passant par la Bulgarie, la Roumanie et la Hongrie
Origine du gaz	Azerbaïdjan, autres
Capacité:	20 milliards m³
Coût estimé	6 milliards d'euros

Tracé du gazoduc	Longueur (km)		Longueur (km)
Bakou - Tbilissi - Erzurum	1,062	Istanbul-frontière autrichienne (Baumgarten)	1,330
Erzurum – Ankara	857		
Ankara –Istanbul	380		
Sous-total	2,300	Total	3,630

Tableau 12 NG7 Anneau gazier du bassin méditerranéen oriental



Tableau 13 Gazoduc arabe partant de l’Egypte (NG7b)

Liaison		De l’Égypte vers les pays du Machrek	
Origine du gaz	du	Gisements égyptiens du delta du Nil	
Capacité:		10 milliards m³	
Phase 1		Égypte-Jordanie	Port Saïd- El Arish -Akaba
Phase 2		Jordanie	Akaba –Amman -Rehab
Phase 3		Jodanie-Syrie	El Reha - Damas - Homs
Phase 4		Syrie - Liban	Damas- Zahrani
Phase 5		Syrie - Chypre	Banias - Cap Greco
Phase 6		Syrie - Turquie	
Coput estimé	total	1,6 milliards d’euros	
Tracé du gazoduc	du	Longueur (km)	Diamètre (pouces)
Phase 1		441	30"
Phase 2		370	30"
Phase 3		450	30"
Phase 4		195	30"
Phase 5		266	16"
Phase 6		380	

Tableau 14 Bilan pour le gaz

Importations et capacités d'importation de gaz naturel en 2001			
Par oléoduc venant de	en bcm	capacité existante	capacité de réserve
- Russie	108,5	180	71,5
- Algérie	29,8	39	9,2
- Norvège	50,8	75	24,2
Importations GNL	34,7	43	8,3
total	223,8	337	113,2

2020			
Besoins d'importations et nouvelles capacités			
	Besoins d'importations et nouvelles capacités existantes en 2001	nouvelles capacités prévues pour 2020	
UE 25	404	337	192

2020	
Nouvelles capacités prévues	
	In bcm
Russie	30
- tracé baltique (Northern European)	
- Yamal II	30
Norvège	
- nouveau tracé R-U	24
Algérie	
- Medgaz	16
- expansion GME	5
- tracé Galsi	8
Région caspienne*	
- Turquie-Grèce-Balcan (Bassin carprien + Iran)	10
Lybie	
- "Green Stream"	30
Terminaux importateurs GNL	39
total nouvelles capacités prévues	192

Tableau 15 Importations de pétrole

Imports of Crude oil (1000t)															
Country of Origin	EU-15	B	DK	D	EL	E	F	IRL	I	L	NL	A	P	FIN	S
France	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Netherlands	193	66	-	105	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Germany	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Italy	225	-	-	98	-	127	-	-	-	-	-	-	-	-	-
United Kingdom	47.581	6.107	-	15.323	-	1.829	11.347	322	343	-	10.783	-	479	1.048	-
Ireland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Denmark	9.454	-	-	1.050	-	-	1.225	-	-	-	1.452	-	-	2.188	2.397
Greece	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Belgium	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Luxembourg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norway*	108121*	8.135	2.937	20.969	-	420	19.371	2.862	2.927	-	10.782	-	799	1.804	9.143
Sweden	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Finland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Portugal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Spain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turkey	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ex USSR**	102686**	5.088	95	35.821	5.742	6.067	10.106	-	19.501	-	7.203	1.888	1.268	5.870	1.130
Romania	118	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	118	-	-	-
Algeria	19.095	142	-	3.958	-	1.571	4.266	-	2.765	-	4.665	520	319	-	-
Libya	43.163	6	-	10.029	1.211	7.205	2.988	-	20.284	-	25	1.336	79	-	-
Egypt	3.525	-	-	29	-	137	67	-	2.868	-	-	-	292	-	-
Nigeria	25.721	238	-	3.013	-	8.676	5.260	-	1.752	-	1.387	1.390	3.637	-	252
Gabon	1.643	-	-	-	-	186	1.314	-	-	-	-	-	143	-	-
USA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mexico	9.291	-	-	-	-	7.735	37	-	87	-	-	-	944	-	-
Venezuela	9.023	1.323	-	1.670	-	2.608	-	-	138	-	459	-	852	-	835
Equator	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Iraq	20.126	1.035	-	21	1.303	2.568	5.366	-	3.925	-	4.718	917	273	-	-
Iran	31.412	2.895	-	256	5.382	4.098	3.631	-	10.443	-	1.157	-	469	-	3.061
Saudi-Arabia	57.496	5.821	-	4.018	5.268	6.291	11.345	-	8.933	-	10.539	641	1.965	-	1.146
Kuwait	7.990	87	-	109	-	-	1.110	-	653	-	6.031	-	-	-	-
Qatar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
United Arab Emirates	354	50	-	-	-	-	255	-	-	-	-	49	-	-	-
Oman	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indonesia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
World	549.477	31.941	3.042	105.171	18.906	56.792	86.242	3.353	82.829	-	60.810	7.940	12.617	10.951	19.891
INTRA-EU	50.705	6.656	-	16.639	-	1.956	12.573	491	343	-	12.280	-	563	3.247	4.277

* of which 11.7 million tonnes imported by pipeline at EU-15 level

** of which 24.7 million tonnes imported by pipeline at EU-15 level

Source : Eurostat

**Tableau 16 Production de l'électricité dans l'UE, dans les pays en
voie d'adhésion et dans les pays voisins en 2000**

Pays	Production d'électricité/TWh (2000)
UE	2598
12 pays en voie d'adhésion	403,2
Turquie	119
Algérie	23,6
Bélarus	24,7
Égypte	69,6
Israël	38,9
Jordanie	6,9
Liban	8
Libye	19,4
Maroc	14,2
Moldavie	3,3
Russie	835,6
Syrie	19,7
Ukraine	163,6

Tableau 17 Les gazoducs et oléoducs de l'Asie centrale et Caucase¹²¹



Source: US Department of State, *Caspian Region Energy Development Report*, 1997

¹²¹ « Vers une nouvelle donne pétrolière ? » Institut d'études d'Internationales Montréal, Bulletin No : 62, janvier 2003 p. 3

Tableau 18 EU-15 and EU-30 gas import dependence, 1998-2030
(%)¹²²

	1998	2010	2020	2030
EU-15	49	54	62	71
Europe-30	36	42	51	60

Source: European Commission (2000), Green Paper on a European Strategy for the Security of Energy Supply, November.

Tableau 19 EU-15 gas balance, 1998-2030 (in Bcm)¹²³

	1998	2002	2030
Production	202.3	208.8	153
Consumption	349.1	385.6	506
Balance to be covered by imports	147.2	177.2	359
Import dependency	42.2%	46.0%	71%

Source: For 1998 and 2002 figures, BP *Statistical Review of World Energy 2003*; Projections for 2030 derived from percentages cited in European Commission (2000), Green Paper on a European Strategy for the Security of Energy Supply, November. Note the BP figures for 1998 reduce the apparent level of import dependence to 42.2% when set against the 49% level cited in the European Commission Green Paper, 2000.

¹²² “The Turkish Gate: Energy Transit and Security Issues” by John Roberts, Centre for European Policy Studies, EU-Turkey Working Papers, N. 11/October 2004 p.4

¹²³ “The Turkish Gate: Energy Transit and Security Issues” by John Roberts, Centre for European Policy Studies, EU-Turkey Working Papers, N. 11/October 2004 p.5

Tableau 20 EU gas import distribution, 2000 and 2030¹²⁴

	2000	2030
Africa	33.5%	28%
Norway	25%	17%
Transition economies	41%	33%
Middle East	Neg.	17%
Latin America	Neg.	5%
Other	1%	Neg.

Source: IEA, *World Energy Outlook*, 2002.

¹²⁴ “The Turkish Gate: Energy Transit and Security Issues” by John Roberts, Centre for European Policy Studies, EU-Turkey Working Papers, N. 11/October 2004 p.5

Tableau 21 Potential Eurasian gas suppliers to the EU market¹²⁵

a. Supply potential as of 2010

Country	Volume	Transit country	Potential by 2015	Existing system
Iran	10 bcm	Turkey	20-30bcm	3-10 bcm
Turkmenistan	13 bcm	Iran/Turkey	30 bcm	13 bcm
Turkmenistan	34-80 bcm	Russia	80 bcm	50 bcm
Turkmenistan	10-36 bcm	Russia/Ukraine	36 bcm	36 bcm
Azerbaijan	7 bcm	Turkey	20 bcm	6-20 bcm*
Iraq	10 bcm	Turkey	10 bcm	none
Egypt	4 bcm	Jordan/Syria	10-12 bcm	Link to Jordan**

* SCP system under construction, due to open 2006.

* * Egypt-Jordan gasline has reached Syrian border.

b. Additional supply potential post-2015

Country	Volume	Transit country	Existing system
Qatar	20-30 bcm	Kuwait/Iraq/Turkey	None
Egypt	10-12 bcm	Jordan/Syria	Link to Syria*
Saudi Arabia	10-20 bcm	Jordan/Syria/Turkey	None
Kazakhstan	10-20 bcm	Azerbaijan/Turkey	None
Turkmenistan	20-30 bcm	Azerbaijan/Turkey	None
Turkmenistan	30-36 bcm	Iran/Turkey	Limited connections**
Uzbekistan	5-10 bcm	Turkmenistan/Azer/Turkey	None

* This would be additional to the 10-12 bcm potential delivery before 2015.

** Turkmenistan's Caspian shore gasfields are already linked into the Iranian network via the 12 bcm/y capacity line from Korpedzhe to Kurt-Kui, but there are no significant connections to Iran from Turkmenistan's main central and southeastern gasfields.

c. Potential gas pipelines from Turkey to (other) EU countries

Route	Initial	LT capacity	Comments
Turkey-Greece	0.75bcm	3-11 bcm	Due to open 2006
Greece Italy Interconnector	22 bcm	22 bcm	Under study. Possible opening 2008
Turkey-Austria (Nabucco)	3-5 bcm	20-25 bcm	Under study. Possible opening 2009
Greece-Western Balkans-Austria	??	10-20 bcm??	Preliminary proposal

Source: IEA, Methinks.

¹²⁵ "The Turkish Gate: Energy Transit and Security Issues" by John Roberts, Centre for European Policy Studies, EU-Turkey Working Papers, N. 11/October 2004 p.7.

Tableau 22 : Article Libération jeudi 25 mai 2005

Bibliographie

- GRENON, Michel : Energie et environnement en Méditerranée. Enjeux et prospective Avrupa Postasi (TÜSIAD'in yayini) 13. BÖLÜM/3
- MURATOGLU, Reha Aykul: "Trilateral Agreements: Bakü-Tiflis-Ceyhan Pipeline Case Study"
- JAFALIAN, Anne: "L'Oléoduc Bokou-Ceyhan: Paradoxes et Cohérence de la Stratégie Américaine des Pipelines.", Politique étrangère, printemps 2004, n : 1, pp.151-163
- OGUTCU, Mehmet "Islam and the West: Can Turkey Bridge the Gap", in Futures, October 1994
- KOHEN Sami "The Russian Factor in Central Asia", , in Milliyet, 11 August 1993
- FULLER, Graham (1992). Central Asia : The New Geopolitics. Rand Corporation, Santa Monica, CA, 1992
- ROY O., « Caspienne : une histoire d'oléoduc, ou les illusions de la géostratégie », Critique internationale, juillet 2000, n : 8
- HOLOBOFF, E. « Russia's strategic pipelines », Brassey's Defence Yearbook, 1997
- FORSYTHE, R., « The Politics of Oil in the Caucasus and Central Asia », Adelphi Paper, 1996, n : 300
- ISKIT, T., « Turkey: A New Actor on the Field of Energy Politics? », *Perceptions*, mars-mai 1996, vol. 3, n° 4.
- KALICKI, Jan, « Caspian Energy at the Crossroad », *Foreign Affairs*, September-October 2001, vol. 80, n° 5
- LELYVELD, M., « Caucasus: Deadline Nears on Oil Transit Routes », RFE RL, 16 juin 1998
- W. Walde, Thomas "The Energy Charter Treaty: An East-West Gateway for Investment & Trade"
- PERRIN, Francis "Pétrole et gaz arabes", Libération, le 26 mai 2005

RASIZADE A., « The Mythology of the Munificent Caspian Bonanza and its Concomitant Pipeline Geopolitics », *Central Asia and the Caucasus*, 2001, vol. 10, n° 4

SHEINDLIN, Alexander « Energy in the Countries of the Former Soviet Union », , Russian Academy of Sciences, in *Perspectives in Energy*, 1991, Volume 1

SHAMMAS, Pierre “Energy Co-operation in Central Asia: Global Perspective”, the international Conference on Energy Cooperation in Central Asia and the Caucasus, 1-2 December 1992, Tehran

MISIULIN, Alexandre V., MATYUSHECHKIN, Valery N. “35 years of Russian Gas Export and Transit”, Conference on Cross-Border Gas Trade Paris, IEA Headquarters, 26-27 March 2002

JUNEAU, Thomas : Essai, «Utilité Espérée des Projets de Pipelines du Bassin Caspien : Analyse ex post de la décision d’entreprendre la construction du BTC à l’automne 2002 », Remis le 11 avril 2003

ROBERTS, John: “The Turkish Gate: Energy Transit and Security Issues”, Centre for European Policy Studies, EU-Turkey Working Papers, N. 11/October 2004

ISIK, Yusuf: Turkey’s Energy Prospects in the EU-Turkey Context, EU-Turkey Working paper No:9/October 2004

KUNIHOLM, Bruce R. (2000). “The Geopolitics on the Caspian Basin”. *The Middle East Journal*, vol.54,n.4

OGUTCU, Mehmet, “Eurasian Energy Prospects and Politics: Need for a Longer Term Western Strategy”

MEFTI, Hacene “Energy Strategies For Tomorrow: Managing For Uncertainty”, dans le Forum d’énergie, juin 1993

POPE, Hugh, « Turning Pipedreams Into a Rich Reality », in *The Independent*, 1 June 1993.

Turkey Country Analysis Brief, International Energy Agency Documents, 2003

Policy Guidelines for TEN-Ener, <http://www.europa.eu.int/comm/energy/ten-e/en/policy.html>

2004. “Avrupa’nin Yeni Politikaları” <http://www.avrupapostasi.org>

TPAO (Türk Petrol Anonim Ortaliği) ‘nin yaptigi petrol ve gaz arama çalismalari.

“La définition des réseaux transeuropéens”,
<http://www.europa.eu.int/comm/energy>

Activités de l’Union européenne Syntheses de la législation: La Turquie-
 Reprise de l’Acquis Communautaire, <http://www.europa.eu.int/comm/energy>

Country Analysis Briefs, <http://www.eia.doe.gov>

Livre Vert: Vers une stratégie européenne de sécurité d’approvisionnement
 énergétique.

The Energy Charter Treaty : An East-West Gateway for Investment & Trade.
 Editor Thomas W. Walde

« Vers une nouvelle donne pétrolière ? » Institut d’études d’Internationales
 Montréal, Bulletin No : 62, janvier 2003

Approvisionnement en gaz et pétrole de la Turquie- Les enjeux régionaux,
 Poste d’Expansion Economique d’Ankara, 3 eme édition

« Le tuyau qui fuit la Russie », Libération, le jeudi 26 Mai 2005.

Le Traité sur la Charte de l’Energie et documents connexes

Energy Policies of IEA Countries, Turkey 2001 review

European Energy and Transport Trends to 2030, January 2003

EU Candidate and Neighbouring Countries Energy and Transport outlook to
 2030.

The Blue Book, The Energy Charter Secretariat

Caspian Oil and Gas Trends, The IEA

Le Protocole d’Urgence de la Convention de Barcelone et le Risque lié au
 Trafic Maritime en Méditerranée.

« Réseaux Transeuropéens d’Energie », Critères supplémentaires pour les
 projets d’énergie commun, journal officiel de l’Union européenne, Annexe II

“Seminar on East-West Energy Trade: Proceedings”, Vienna, 3- 4 October
 1991, OECD, Paris, 1992

“Energy Policy: Commissioner Sets out Future Policy Orientations”, in Europe Energy, No.410, 15 October 1993

“ECS: Draft Own Initiative Opinion On AN EC Energy Policy”, in Europe Energy, No.410, 15 October 1993

Union européenne : <http://www.europa.eu.int.com>

Communication de la Commission au conseil, relative au renforcement de la stratégie de préadhésion de la Turquie, Proposition de Décision de Conseil, présentée par la Commission, Bruxelles, 20.03.2003 COM(2003) 144 final.

Décision N:1229/2003/CE du Parlement Européen et du Conseil du 26 juin 2003 établissant un ensemble d'orientations relatif aux réseaux transeuropéennes dans le secteur de l'énergie, et abrogeant la décision n : 1254/96/CE, journal officiel de l'Union européenne

Office des publications officielles des Communautés européennes, 2001

Communication de la Commission au Conseil et au Parlement Européen: Sur l'Élaboration d'une Politique Énergétique pour l'UE Élargie, ses voisins et partenaires.” Bruxelles, le 13.05.2003, COM (2003) 262 Final

