



DIRECTION DES RELATIONS ÉCONOMIQUES EXTÉRIEURES

LES ÉTUDES
DES POSTES
D'EXPANSION
ÉCONOMIQUES

Approvisionnements de la Turquie
en gaz et en pétrole :

Les enjeux régionaux

Septembre 2000

Prix H.T. : 800 FF

3^{ème} édition entièrement refondue

Réalisée par Gildas de Muizon

Sous la responsabilité de Cyril Bouyeure

POSTE D'EXPANSION ÉCONOMIQUE D'ANKARA
BP 1 Turan Emeksiz Sokak 3-B/9, 06700 Ankara

Tel : (90 312) 428 31 75/78 - Fax : (90 312) 428 24 39
www.dree.org/turquie - e-mail : ankara@dree.org

Résumé

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 de l'extérieur. 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.

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 de circonstances politiques – instabilité du Caucase, position américaine à l'égard de l'Iran, embargo sur l'Irak – pour affirmer aujourd'hui sa place comme pays de transit et de réexportation, sachant que ces circonstances peuvent changer. Cependant, en dépit du soutien déclaré des Etats-Unis, les ambitions turques se heurtent à l'inévitable influence russe ainsi qu'à celle de l'Iran. Pour la Turquie, l'enjeu est de taille mais la partie est difficile. Il lui faut trouver à meilleur coût les sources d'énergie lui permettant de poursuivre le chemin qui la rapproche des nations développées tout en acceptant de payer le prix que suppose la volonté d'être une puissance régionale.

Comme lors de la précédente mise à jour, cette étude, publiée depuis 1998, a été totalement refondue à l'occasion de la présente édition. De manière totalement indépendante, elle évalue les perspectives de consommation de gaz en Turquie et la faisabilité des différents projets d'oléoducs et de gazoducs qui doivent traverser ce pays ou y aboutir. Elle vise aussi à contribuer à l'intelligence d'une région et d'une matière rapidement évolutives.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE	5
LE MARCHE TURC DES HYDROCARBURES	6
1. BILAN ENERGETIQUE.....	7
<i>1.1. Consommation d'énergie</i>	7
<i>1.2. Demande en électricité</i>	7
<i>1.3. Demande en gaz naturel</i>	10
<i>1.4. Demande en pétrole</i>	11
2. PRODUCTION D'ENERGIE ET DEPENDANCE ENERGETIQUE.....	13
<i>2.1. La production locale d'hydrocarbures</i>	13
<i>2.2. Les importations d'hydrocarbures</i>	14
<i>2.3. Les importations illégales en provenance d'Irak</i>	14
3. ACTEURS DU MARCHE DES HYDROCARBURES	16
<i>3.1. Les compagnies nationales turques</i>	16
<i>3.2. Les principaux intervenants du secteur privé</i>	17
4. LES INFRASTRUCTURES TURQUES.....	18
<i>4.1. Le réseau de gazoducs</i>	18
<i>4.2. Le réseau d'oléoducs</i>	20
<i>4.3. Les raffineries</i>	20
LES VOIES D'APPROVISIONNEMENT	22
INTRODUCTION	23
1. LA RUSSIE.....	24
<i>1.1. L'accroissement de la capacité du gazoduc bulgare</i>	24
<i>1.2. Le projet de gazoduc sous la Mer Noire (Blue Stream)</i>	25
<i>1.3. Le projet d'oléoduc du CPC (Caspian Pipeline Consortium)</i>	28
2. L'AZERBAÏDJAN	30
<i>2.1. L'oléoduc Bakou-Ceyhan</i>	30
<i>2.2. Shah Deniz : un nouveau projet de gazoduc</i>	35
3. LE TURKMENISTAN	38
<i>3.1. Le gazoduc via l'Iran</i>	38
<i>3.2. Le projet de gazoduc Transcaspien (TCGP)</i>	39
<i>3.3. Les alternatives</i>	40
4. L'IRAN.....	41
5. L'IRAK.....	43

CONCLUSION	45
ANNEXES	51
LES PROGRAMMES TRACECA ET INOGATE.....	52
INDICATIONS BIBLIOGRAPHIQUES	57
UNITES D'ENERGIE ET DE VOLUME, TABLE DE CONVERSION.....	58
LE STATUT DE LA MER CASPIENNE.....	60
LA NAVIGATION SUR LE BOSPHORE : HISTORIQUE ET CADRE JURIDIQUE	63
RESERVES, PRODUCTION ET EXPORTATION EN HYDROCARBURES	66
FIGURES ET GRAPHIQUES.....	67
ABREVIATIONS ET SIGLES UTILISES	68

Introduction générale

L'objet de cette étude est double ; une première partie s'intéresse aux caractéristiques du marché turc des hydrocarbures : on y trouvera les statistiques concernant la consommation, la production, et les importations de la Turquie, une présentation des acteurs principaux de ce marché ainsi qu'un panorama des infrastructures turques dans ce domaine (gazoducs, oléoducs, raffineries). La deuxième partie étudie 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.

La Turquie est un marché prometteur, où la consommation d'énergie primaire et d'électricité est appelée à croître considérablement au cours des vingt prochaines années.

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... qui sont toutes présentes en Turquie.

Pour réaliser cette étude, le Poste d'Expansion Economique d'Ankara a effectué un travail d'enquête, en allant interroger les compagnies pétrolières implantées en Turquie, des représentants de l'administration turque, des experts et analystes politiques ainsi que des banquiers. La forte connotation politique des décisions prises par les grands monopoles d'État a été particulièrement prise en compte. Cette étude ambitionne de donner une vue claire et synthétique des problèmes énergétiques auxquels la Turquie doit faire face et des enjeux importants pour elle que représente l'évacuation de la production d'hydrocarbures des États d'Asie Centrale.

1^{ère} partie

LE MARCHE TURC DES HYDROCARBURES

1. Bilan énergétique

1.1. Consommation d'énergie

Le pays a connu une croissance soutenue de sa population (44,7 M d'habitants en 1980, 56.5 M en 1990 et 63.2 en 1999) 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.

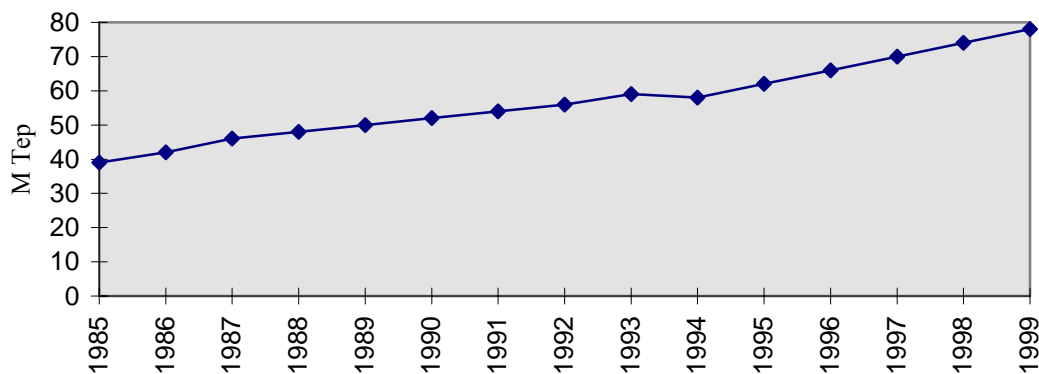


figure 1. Évolution de la consommation d'énergie (1985-1999)

Les autorités turques prévoient une augmentation annuelle de 7% de la demande en énergie, ce qui conduira à un doublement d'ici 2010, la demande devant atteindre 175 M de Tep en 2010 et 314 M Tep en 2020. Pour satisfaire ces besoins énergétiques grandissants, des investissements importants seront nécessaires : d'ici 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.

1.2. Demande en électricité

Fin 1999, la Turquie disposait d'une capacité installée de 26 100 MW. On prévoit une capacité de 27 400 MW pour la fin de l'année 2000.

La consommation totale d'électricité a atteint 120 milliards de kWh en 1999 (118 milliards produits et 2 milliards importés). Si l'on table sur un taux de croissance économique de l'ordre de 5% par an, les estimations basées sur la croissance démographique et le développement industriel

prévoient que la consommation d'électricité atteindra 290 milliards de kWh en 2010 et 550 milliards en 2020. La capacité installée devrait presque doubler d'ici 2010 pour atteindre 50 000 MW puis 100 000 MW en 2020. La croissance de la demande sera donc très forte dans les vingt prochaines années, ce qui se comprend dès lors que l'on compare la consommation d'électricité par habitant en Turquie, qui n'était que de 1475 kWh en 1999, à la moyenne de celle des pays de l'OCDE qui atteignait 7645 kWh.

Pour faire face à cette augmentation rapide de la demande, des investissements d'une ampleur sans précédent sont et seront effectués, essentiellement, dans la construction de nouvelles centrales, dont 33 centrales thermiques (charbon et lignite), 6 centrales à charbon importé, 20 centrales à gaz, et 75 centrales hydroélectriques. Cela permettra de générer une puissance d'environ 40 000 MW.

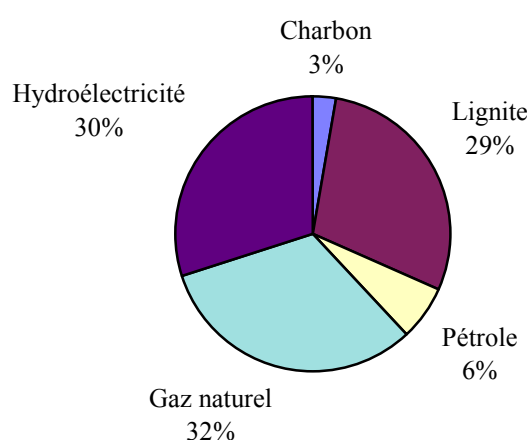


figure 2. Origine de la production d'électricité (1999, source Revue Enerji)

Si l'hydroélectricité occupe une part importante dans la production de l'électricité turque, sa part va avoir tendance à baisser du fait que relativement peu de nouvelles installations pourront être construites, les zones propices à de telles installations, situées dans l'est du pays, étant déjà largement aménagées. De plus, la production d'électricité hydraulique est affectée par les conditions climatiques ; la faible pluviosité de l'hiver 1999-2000 laisse présager une diminution de la capacité de production des centrales hydrauliques qui risque d'accentuer les pénuries, dans un pays où la demande a déjà du mal à être entièrement satisfaite. (On note, en comparant les figures 2 et 3, qu'alors que l'hydroélectricité représente presque 50% de la capacité installée, sa part dans la production d'électricité n'est que de 30%, la faible hauteur d'eau des barrages, empêchant les usines de fonctionner à plein régime). En revanche, la part des centrales à gaz va augmenter, le gaz se substituant au pétrole. La Turquie entendait développer l'électricité d'origine nucléaire, mais le gouvernement a annoncé le 25 juillet 2000 l'abandon de la construction de sa première centrale nucléaire, après avoir repoussé par huit fois sa décision finale. Cette décision remet en cause tout le programme nucléaire turc.

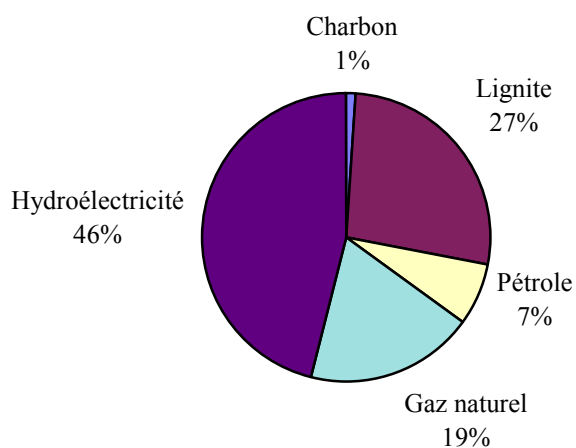


figure 3. Répartition de la capacité installée (1998, source World Energy Council)

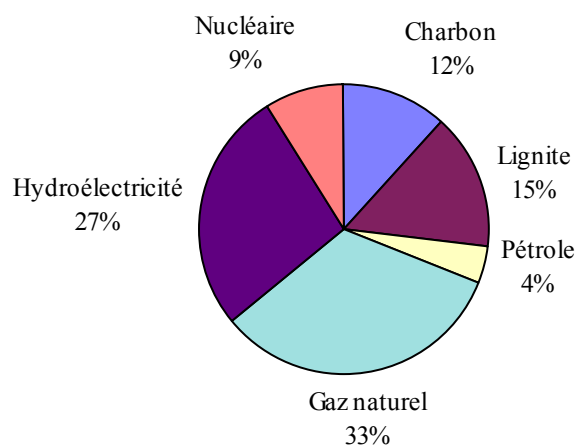


figure 4. Répartition de la capacité installée (prévision pour 2020, source World Energy Council)

Ce dernier graphique correspond à des estimations faites avant l'annonce du gouvernement d'abandonner la construction de sa première centrale nucléaire ; le ministère de l'énergie a annoncé que l'énergie nucléaire serait remplacé par de l'énergie solaire et éolienne ; il est plus raisonnable de penser que ce sera le gaz qui produira la part initialement attribuée au nucléaire.

Enfin, il faut noter que de gros progrès sont à faire afin de diminuer l'ampleur des pertes dans le réseau de distribution qui représentent plus de 20% de l'électricité produite.

1.3. Demande en gaz naturel

Si le marché de gaz naturel en 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 devrait approcher les 15 Bcm (contre 12.6 Bcm en 1999), ce qui représente un doublement depuis 1995.

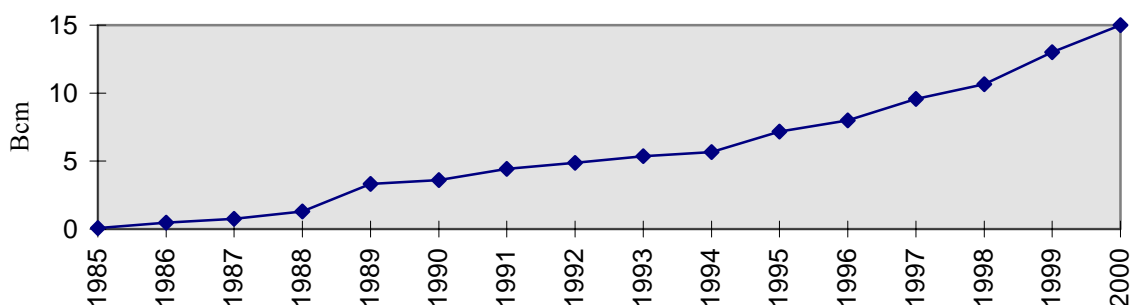


figure 5. Consommation de gaz naturel (1985-2000)

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 pétrole (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). 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.

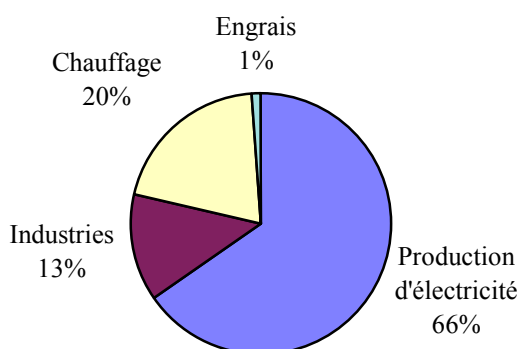


figure 6. Répartition sectorielle de la consommation de gaz naturel (1999, source Botaş)

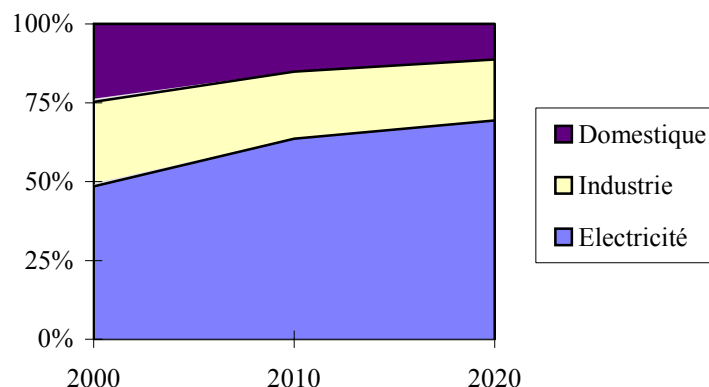


figure 7. Prévisions de répartition de la consommation de gaz (2000-2020, source MERN)

La demande en gaz de la Turquie va connaître un véritable essor : les sources officielles avancent le chiffre de 55 Bcm en 2010 et 80 Bcm en 2020 (ce qui représente une 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) ; 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 modérées (34 Bcm en 2010 et 55 Bcm en 2020, soit un taux moyen de croissance annuel de 9% entre 2000 et 2010 et de 5% entre 2010 et 2020).

1.4. Demande en pétrole

La consommation de pétrole a elle aussi 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 1999 a atteint 31.2 Mt (contre 31.6 Mt en 1998). Les statistiques officielles annoncent que la progression de la consommation se fera à un rythme soutenu : 36 Mt en 2000, 45 Mt en 2010 et 64 Mt en 2020.

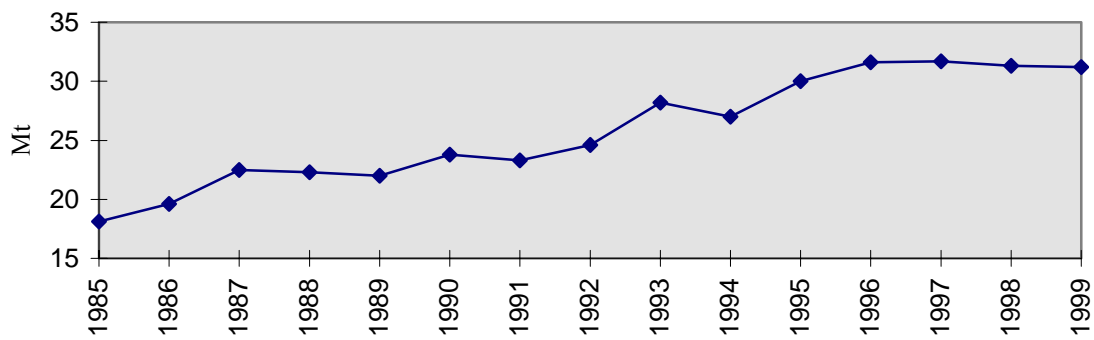


figure 8. Consommation de pétrole (1985-1999)

Le principal consommateur de pétrole est le secteur des transports (35% de la consommation en 1998) et ce secteur est amené à croître rapidement. 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% ; on observe depuis quelques années une concentration de la population en zone urbaine et un développement rapide du parc automobile.

2. Production d'énergie et dépendance énergétique

En raison de la faible production locale, le bilan énergétique de la Turquie est très déficitaire, ce qui rend le pays extrêmement dépendant des sources extérieures d'approvisionnement.

2.1. La production locale d'hydrocarbures

a. En 1999, la production de pétrole était de 2.9 Mt (soit une baisse de près de 9% par rapport aux 3.2 Mt produites en 1998) ; les deux principaux producteurs sont TPAO (plus de 2 Mt produites) et Perenco (0.54 Mt). La production a augmenté de plus de 30% en dix ans, ce qui a permis de réduire de deux points la dépendance énergétique dans ce secteur, qui s'élève encore à près de 90%. Néanmoins, la production est amenée à stagner puis à diminuer, du fait de l'épuisement des gisements : elle devrait n'être que de 1Mt en 2010 et 0.6 Mt en 2020, alors que la demande devrait atteindre respectivement 45 Mt et 64 Mt pour ces deux années, d'où une dépendance énergétique accrue atteignant 98% et 99%.

Les régions de production se situent majoritairement dans le sud-est du pays, quelques puits étant aussi exploités dans le nord-est. En 1999, 70% de la production était extraite par la société nationale d'exploration et de production pétrolière TPAO, suivi par Perenco qui en produisait 19%.

Cependant, à moins que de nouvelles réserves ne soient découvertes, les champs pétroliers de la Turquie seront bientôt épuisés : les réserves sont actuellement estimées à 43.1 Mt . TPAO, qui a déjà produit 57.6 Mt, possède encore près de 30 Mt de réserves, Perenco a produit un total de 37.3 Mt et possède encore 10 Mt de réserves. Les compagnies E.M.I. et Dorchester possèdent quant à elle des réserves atteignant 12.7 Mt.

b. Le gaz naturel est produit dans onze champs : Hamitabat, Umurca, Karacaoğlan, Değirmenköy, Karaçalı Marmara, Silivri, Camurlu, Hayrabolu, Derin Barbes, Gelindere et Tekirdağ. TPAO est propriétaire des huit premiers champs cités. La première production offshore turque a commencé en 1997 avec le champ gazier de Kuzuz Marmara, en mer de Marmara. Cependant, comme pour le pétrole, les réserves sont maigres : elles s'élèvent à 8 Bcm environ (dont 5.7 Bcm pour TPAO, 1.2 Bcm pour Perenco et 1 Bcm pour Thrace Basin et Huffco Turkey).

La production en 1998 s'élevait à 0.56 Bcm. Elle avait plus que doublé par rapport à 1997, et elle a atteint 0.73 Bcm en 1999. La dépendance énergétique est donc très élevée puisqu'elle atteint presque 98%. La forte croissance de la demande en gaz et la diminution de la production locale due au tarissement des puits ne fera qu'accroître cette dépendance dans les années futures ; d'où l'importance capitale pour la Turquie de diversifier ses sources extérieures d'approvisionnement.

2.2. Les importations d'hydrocarbures

a. En 1999, les importations de pétrole ont atteint presque 28 Mt. Avant 1990, l'Irak 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'Irak ont été divisées par deux et la Turquie s'est tournée vers l'Arabie Saoudite et l'Iran pour satisfaire ses besoins.

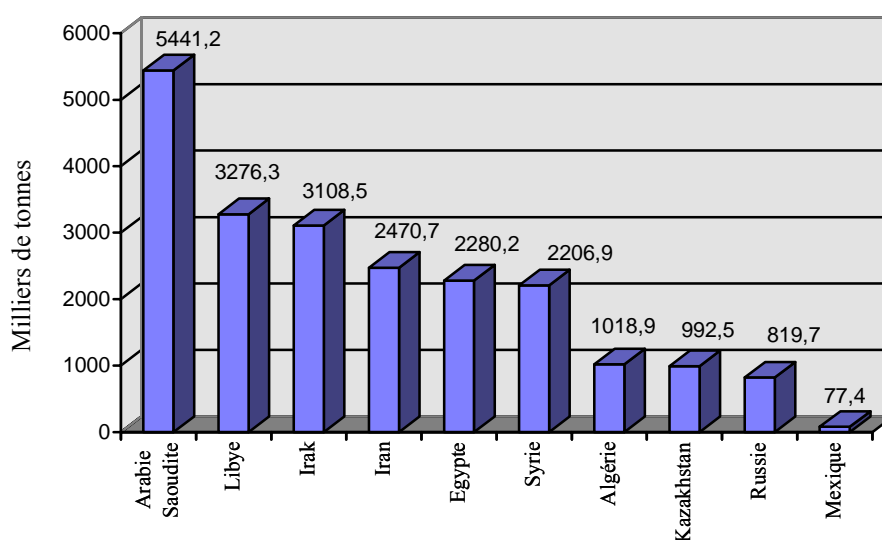


figure 9. Répartition par pays des importations de pétrole en 1998 (source : Botas)

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%).

b. La situation dans le domaine du gaz est beaucoup plus déséquilibrée, la Turquie dépendant en effet à près de 70% du gaz russe. Les importations en 1999, se sont réparties comme suit : 8.7 Bcm en provenance de 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 Turquie a donc grand intérêt à trouver d'autres sources d'approvisionnement afin de satisfaire sa demande intérieure qui explose.

2.3. Les importations illégales en provenance d'Irak

Aux importations légales d'hydrocarbures, il faut ajouter une quantité non négligeable de gasoil importé illégalement, en grande partie d'Irak. Depuis de nombreuses années, environ 3.5 Mt de gasoil pénètre en semi-clandestinité sur le territoire turc. L'ampleur de ce trafic n'est ignoré ni par

les autorités turques (la surveillance de la frontière Est reste la priorité de l'armée turque), ni par les Nations-Unies. Celui-ci viole en effet les sanctions imposées à l'issue de la Guerre du Golfe ; de plus, les moyens logistiques qu'il requiert ne le rendent pas inaperçu : ce trafic s'effectuant par route, pas moins de 40 000 camions chargés de fioul ont passé la frontière au niveau de Habur en 1998, ce rythme ne paraissant pas avoir diminué en 1999. En outre, ont été aménagés au point de passage de Habur deux réservoirs de 5000 tonnes ainsi qu'un laboratoire chargé de tester la composition du diesel irakien, soit un investissement d'environ 20 millions de francs. A l'impact très nuisible que ce combustible, revendu à très bas prix aux agriculteurs et aux distributeurs de toute l'Anatolie, a sur l'environnement, il convient d'ajouter l'ampleur des pertes fiscales évaluées à 1 milliard de \$ par an. A cet égard et contrairement à ce que déclarent les autorités locales, les importations illégales en provenance d'Irak ne représentent pas une perte fiscale sèche pour le Trésor turc, ce dernier leur appliquant une taxe de 80%. Cette taxe cependant s'avère néanmoins bien en-deçà de celle qui affecte les produits raffinés en Turquie, lesquels sont imposés à 275% pour le sans plomb, 282% pour l'essence plombée et 172% pour le gasoil routier.

Ce trafic est donc largement toléré par l'administration turque : il est une source de revenus (peu d'investissements en infrastructures), laquelle permet de financer à moindre coût le développement de l'Est anatolien tout en préservant les finances de l'État. Il profite également au KDP, parti kurde qui contrôle la région, allié au gouvernement d'Ankara.

Le gouvernement turc fait valoir que « cet arrangement » entre lui et l'Irak compense, en partie, la rupture des florissantes relations commerciales qui prévalaient entre les deux pays avant la guerre du Golfe (à noter que celle-ci profitaient surtout à la Turquie). En 1990, en effet, avant les sanctions de l'ONU, les exportations turques à destination de l'Irak s'élevaient à 1 Md de \$ (autant que la Grande Bretagne à l'époque) ; les importations étaient en revanche 5 fois inférieures à ce montant (215 M de \$).

Les turcs estiment que depuis l'instauration des sanctions, la disparition de ce débouché leur a occasionné un préjudice de 35 Md de \$. Ce chiffre paraît excessif : le pic des exportations turques à destination de l'Irak s'établit à 1,6 Md de \$. Les sanctions étant en vigueur depuis 10 ans, le manque à gagner avoisinerait 16 Mds de US\$. Les différents trafiquants ont également formé une « compagnie » établie à Sarnak, laquelle gère ces importations en louant à TPAO les réservoirs de Habur et en revendant officiellement aux distributeurs légaux le gasoil irakien, tout en acquittant les taxes. La Chambre de Commerce de Gaziantep (GTO) a d'ailleurs fait savoir le 28 avril 1999 qu'elle avait signé avec l'Irak un protocole d'accord permettant aux 49 principaux « exportateurs » de recouvrer leurs dettes (dont le montant cumulé s'élevait alors à 81 M de \$).

Ce trafic s'appuyant sur un réseau de points de contrôle (Habur, Mardin-Nusaybin, Van-Kapıköy et Artvin-Sarp) et une gestion des flux a pris une telle ampleur que les investisseurs étrangers

dont le manque à gagner est estimé à 20-25 % du marché du diesel ont réagi avec véhémence. Ils menacent le gouvernement d'un recours auprès des instances européennes dans le cadre des accords d'Union Douanière signés avec la Turquie. Sous la pression de ces derniers, un sigle signalant la mauvaise qualité du gasoil irakien a été introduit. La taxe acquittée par les importateurs légaux de diesel est toutefois bien supérieure à celle qu'affecte le diesel irakien. Pour lutter contre ce fléau, les sociétés étrangères implantées en Turquie ont tenté de mettre en place une série de mesures : ainsi, Total a mis en œuvre une stratégie de proximité et développe un réseau de distribution centré autour de ses trois dépôts et BP finance une flotte de camions-citernes afin d'assurer elle-même le ravitaillement de ses distributeurs.

En mars 2000, le conseil pour la sécurité nationale (MGK) a décidé d'imposer un contrôle sur les importations irakiennes ; l'ampleur du trafic aurait été divisée par deux en juillet 2000.

3. Acteurs du marché des hydrocarbures

3.1. Les compagnies nationales turques

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'Irak pour le développement d'un vingtaine de champs pétroliers.

BOTAŞ : 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.

TÜPRAŞ : 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.

Pour ce qui est du gaz, la participation du secteur privé, une fois connue la nouvelle législation relative à la privatisation du secteur, permettrait de prendre le relais du secteur public, qui, faute de financement, ne sera pas en mesure d'achever les travaux d'infrastructure nécessaires aux nouveaux approvisionnements, notamment la construction de réseaux de distribution de gaz dans 57 provinces. Dans le cadre de la nouvelle loi sur la privatisation, Botaş devrait éclater en trois entités : transport, distribution et commercialisation.

TPAO pourrait devenir responsable, au terme d'amendements apportés à la loi sur le pétrole, de la distribution du gaz et du pétrole et serait transformée en un organisme de régulation du marché du pétrole jouissant d'une autonomie financière et administrative. Ce faisant, elle serait responsable de l'identification de nouveaux sites d'exploration, des opérations de production et de forage, de raffinage et de stockage.

3.2. Les principaux intervenants du secteur privé

Shell : cette compagnie est présente en 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 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'Intergen, 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 (Adapazarı, 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 \$.

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, 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 blancs 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).

4. Les infrastructures turques

4.1. Le réseau de gazoducs

Une carte, page suivante, fait le point sur les gazoducs existants, en construction et en projet. 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 (Kırlareli, Pendik et Eskişehir).

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 (la fin des travaux étant prévue pour fin 2001), le gazoduc en provenance d'Iran reliant Doğubayazit à Konya, en passant par Erzurum, Şivas et Kayseri (le tronçon Doğubayazit-Erzurum est terminée, les travaux devant être 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 Şivas-Mersin (560 km, 40"). Pour la construction de ces tronçons, Botaş a lancé en juillet 2000, la procédure de préqualification et 162 compagnies dont 50 étrangères y ont répondu. L'achèvement des travaux est prévue pour 2002.

Un projet de gazoduc en provenance d'Irak est pour le moment en attente à cause de l'embargo.

¹ 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.

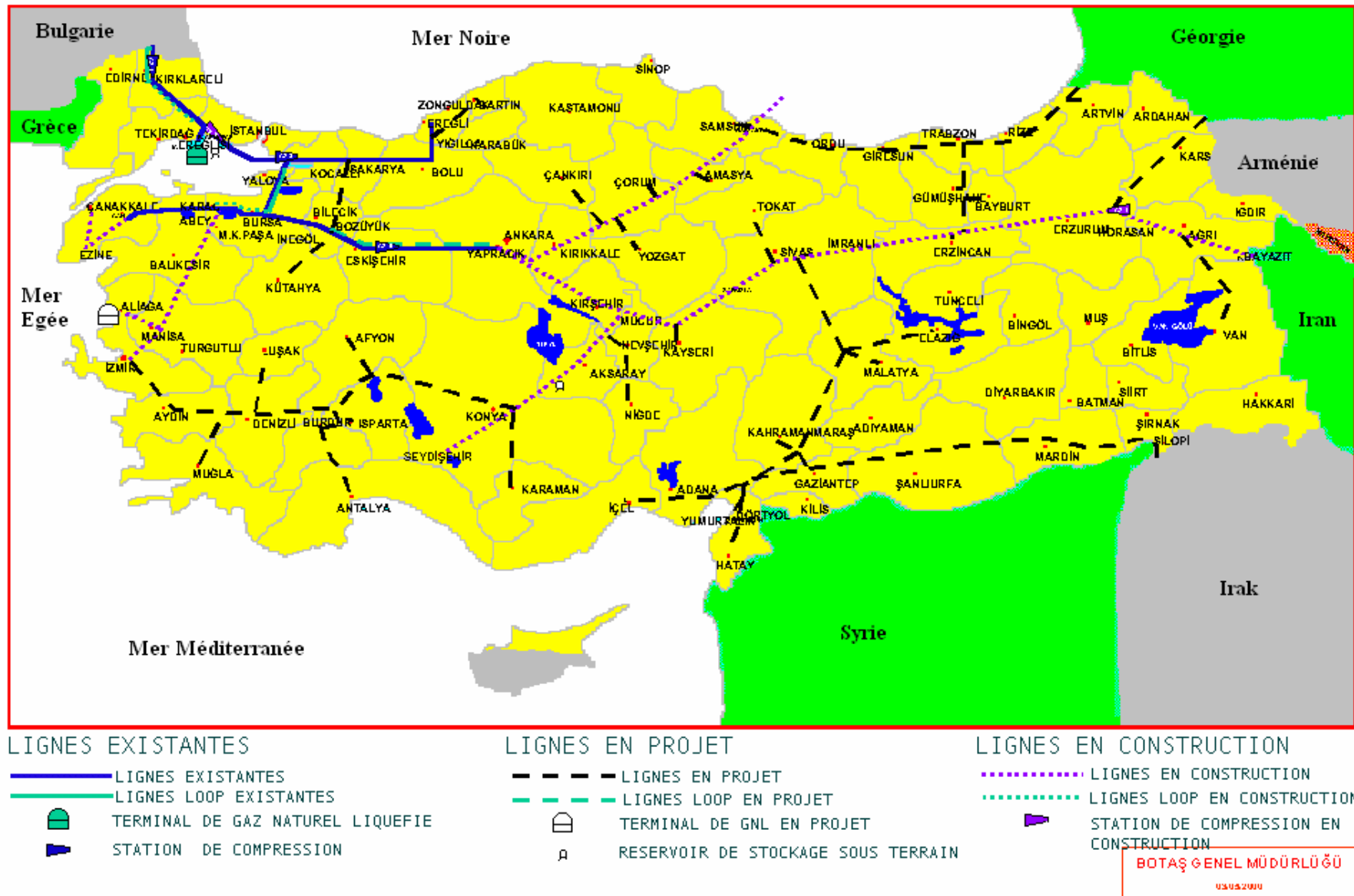


Figure 10. Cartes des gazoducs turcs (source : Botaş)

4.2. Le réseau d'oléoducs

L'oléoduc Irak-Turquie : à 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. 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'Irak a bloqué le fonctionnement de l'oléoduc, puis la livraison a repris en décembre 1996, sous contrôle des Nations Unies et l'Irak 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 Kirikkale à la baie d'Iskenderun. 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. Enfin, un oléoduc de 42 km de long et de capacité 0.8 Mt/an, relie la zone productrice de Şelmo à la raffinerie de Batman.

4.3. Les raffineries

La société d'État Tüpraş possède 86% de la capacité totale de raffinage du pays. Elle exploite quatre raffineries 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). Tüpraş 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 Ataş, 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.

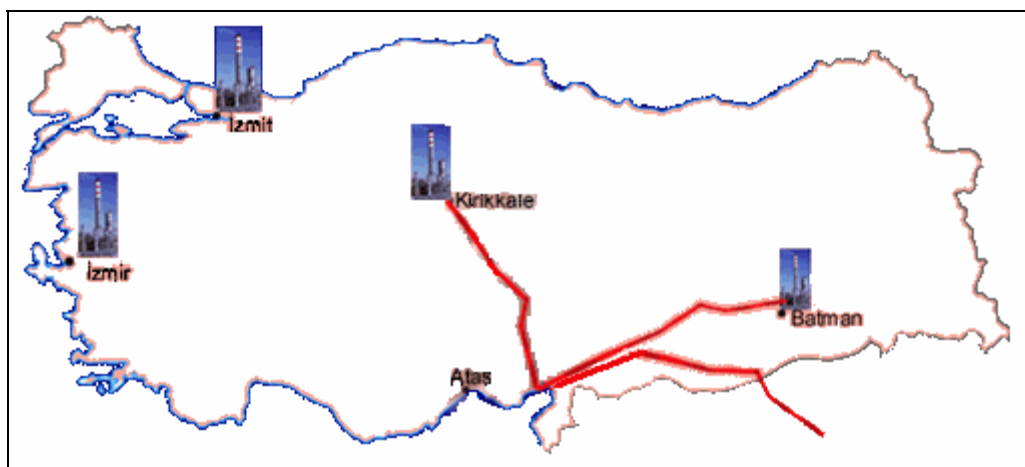


figure 11. Les raffineries et oléoducs en Turquie (source : Tüpraş)

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.

2^{ème} partie

LES VOIES D'APPROVISIONNEMENT

Introduction

L'existence de pétrole dans la région de la Caspienne est très anciennement connue. Elle remonte au 18^{ème} siècle. Au 19^{ème} siècle, la moitié de la production mondiale de pétrole venait de Bakou. A partir des années 60, la région a connu un déclin de la fonction économique pétrolière, en raison de la découverte d'importants gisements de pétrole en Sibérie. Après l'effondrement de l'Union Soviétique, le monde a redécouvert cette région et la confirmation de la présence d'énormes gisements attire aujourd'hui toutes les grandes compagnies pétrolières qui y investissent.

Malgré l'importance de leur potentiel pétrolier, les pays du Caucase et de l'Asie centrale souffrent d'un manque d'infrastructures qui freine les progrès économiques. La majeure partie du réseau de pipelines nécessite d'être réhabilitée. Les voies actuellement opérationnelles sont limitées en capacité et n'ont pas vocation à l'exportation. Héritée de l'Union Soviétique, elles convergent en Russie, ce qui en fait un partenaire incontournable des républiques caucasiennes dont dépend l'ouverture de leur production d'hydrocarbure aux marchés européens. Désireux de s'affranchir de l'influence russe, les États du Caucase cherchent d'autres voies d'exportation, évitant la Russie. C'est pourquoi, de multiples projets de pipelines sont à l'étude. Si la rentabilité économiques est une condition préalable à l'engagement des capitaux privés des compagnies pétrolières, la dimension politique et stratégique des projets est loin d'être négligeable.

Pour la Turquie, soutenue par les Etats-Unis, l'enjeu est de taille ; il s'agit bien sûr, au premier abord, de satisfaire à sa propre demande en hydrocarbures, en forte croissance et de sécuriser, par la diversification, ses approvisionnements. Mais la Turquie entend aussi étendre son influence sur la région, notamment en faisant valoir les liens culturels qu'elle désire développer avec les républiques turcophones. Sur ce domaine, la Turquie est en concurrence directe avec la Russie, et avec l'Iran, certes mis à l'écart par les sanctions américaines, mais qui propose aux républiques caucasiennes des alternatives intéressantes aux projets soutenus par la Turquie ou la Russie.

Cette partie s'attache à faire le point sur les différents projets en cours, plus particulièrement, sous l'angle des approvisionnements de la Turquie, mais sans omettre les tracés concurrents.

1. La Russie

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 soviétiques.

Les réserves estimées placent la Russie au premier rang mondial pour le gaz et au 8^{ème} 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.

Les trois principaux projets d'évacuation soutenus par la Russie et dans lesquels sont impliqués les intérêts de la Turquie, sont les suivants :

1.1. L'accroissement de la capacité du gazoduc bulgare

Historique du projet

Le 14 février 1986, Botaş et Soyuzgazexport (Gazprom) signaient un contrat d'achat de gaz portant sur une quantité de 5-6 Bcm par an pour une durée de 25 ans. 70% du montant des livraisons font l'objet de compensation sur des produits turcs. Ce gaz est livré par le gazoduc bulgare de Malkoçlar d'une longueur totale de 842 km. D'un diamètre de 36 pouces (914 mm) à son entrée sur le territoire turc, il compte plusieurs branches dont celle d'Ankara de 24 pouces (609 mm) de diamètre. Il a été mis en chantier le 26 octobre 1986 et a rejoint Ankara en octobre 1988.

Le 29 août 1997, Gazprom et Botaş ont signé un accord cadre qui prévoit de porter la capacité du gazoduc à 14 Bcm/an. La signature de l'accord définitif est intervenue en décembre 1997, lors de la visite à Ankara du Premier ministre Tchernomyrdine. Une nouvelle entité a été spécialement créée pour gérer ces approvisionnements : il s'agit d'une joint-venture entre Gazprom, Gama et Botaş nommée Turusgaz. Son objectif est d'assurer elle-même la distribution du gaz aux clients, dès que le monopole de Botaş sera assoupli.

Faisabilité et État d'avancement des travaux

La demande de la zone industrielle et urbaine d'Istanbul est incontestablement forte ; la région connaîtrait de plus, actuellement, un déficit en gaz, si bien qu'on estime que les deux centrales à gaz actuellement en construction à Gebze et à Adapazarı (respectivement 700 et 1400 MW) et nécessitant plus de 2 Bcm/an de gaz pour fonctionner à plein régime, risquent de ne pouvoir être alimentées dès leur mise en service en 2002.

Financièrement, ce projet représente un investissement relativement peu important et la faisabilité technique ne présente pas non plus de problème en raison du savoir faire des russes en matière de gazoducs onshore.

A ce jour, le gazoduc peut déjà livrer 9 Bcm/an contre 6 Bcm/an antérieurement. Une nouvelle station de compression est en cours de construction à Ambarlı. Deux loops totalisant 160 km sont prévus : pour le moment seuls 45 km sont construits. Le gazoduc doit être prolongé vers la côte égéenne mais les ramifications Çan-Çanakkale et Karacabey-Izmir n'ont pas commencé. Le calendrier des travaux prévoit qu'on puisse atteindre un débit de 10.5 Bcm en 2000, 13 Bcm en 2001 et 14 Bcm en 2002.

Le prolongement du gazoduc vers les Balkans est envisagé, mais il suppose que des capacités suffisantes soient installées en amont, afin d'alimenter la Grèce, la Macédoine, la Yougoslavie, la Turquie, la Roumaine, la Bulgarie et l'Ukraine.

Conclusion

L'augmentation de la capacité du gazoduc bulgare est un projet dont la réalisation ne devrait pas trop prendre de retard. La sécurité des approvisionnements reste cruciale : le gazoduc est contrôlé par l'Ukraine, la Roumanie et la Bulgarie. En 1994, l'Ukraine, qui voulait forcer la Russie à payer ses dettes, a interrompu ses livraisons privant les turcs de leur principal source d'importation. C'est un argument avancé par les russes pour encourager les turcs à construire un gazoduc reliant directement la Turquie à la Russie sous la Mer Noire.

1.2. Le projet de gazoduc sous la Mer Noire (Blue Stream)

Historique du projet

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 Izobinoïe (Russie) à Ankara. Un contrat d'approvisionnement a ensuite été ratifié, lors de la visite du Premier ministre russe Tchernomyrdine à

Ankara, le 15 décembre 1997. Enfin, les caractéristiques de l'accord ont été publiées au JO 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 (Russie) et à deux compagnies turques, Hazinedaroğlu 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 du gazoduc (444 km onshore) reliant Samsun à Ankara a été confiée à Botaş.

Caractéristiques et faisabilité techniques

De nombreuses compagnies pétrolières implantées dans la région ont émis un certain nombre de réserves sur la faisabilité technique du projet, concernant sa partie offshore. Longue de 396 km, cette partie sous-marine exige une très grande maîtrise technique et se heurte à plusieurs difficultés :

™ **la profondeur** : certaines parties du gazoduc devront reposer à plus de 2000m sous le niveau de la mer. Il n'existe aucun précédent de gazoduc ayant un tel débit (le projet prévoit deux tuyaux devant transporter un total de 16 Bcm/an) à une telle profondeur. Une épaisseur de 31 mm est nécessaire pour résister aux pressions s'exerçant à de telles profondeurs. Seules existent dans le Golfe du Mexique des canalisations secondaires transportant de petites quantités à 1500 m de profondeur. La plus profonde ligne principale est le gazoduc Algérie-Europe qui traverse le détroit de Gibraltar à une profondeur de 600 m.

™ **le relief** : la Mer Noire possède, sur le tracé que doit emprunter le gazoduc, un relief très vallonné avec des dénivelés de l'ordre de la centaine de mètres.

™ **l'acidité des eaux** : au delà de 800m de profondeur, les eaux de la Mer Noire présentent des concentrations importantes en H₂S ce qui pose de graves problèmes de corrosion pouvant affecter la sécurité de l'installation.

Financement

Le 18 avril 2000, l'Agence de crédit italienne SACE a annoncé que le coût du projet Blue Stream s'élèverait à 3.2 Md de \$. Le consortium BSP - Blue Stream Pipeline Company (50% Gazprom, Russie - 50% ENI, Italie) chargé de la construction du gazoduc a signé un contrat de 1.76 Md de \$ avec Saipem (Italie), une filiale du groupe ENI, maître d'oeuvre de la partie sous-marine du gazoduc, à la tête d'un consortium regroupant aussi Bouygues Offshore et les fournisseurs japonais de tuyaux. Ce contrat sera financé par un prêt de 1.1 Md de \$ accordé par Banca Commerciale Italiana,

Mediocredito Centrale et West LB. Ce prêt sera garanti par la SACE, à un taux de 7.1%, sur une période couvrant les 3 années prévues pour la durée des travaux ainsi que les dix années suivantes. 660 millions de \$ seront accordés par la Japan Bank of International Cooperation (JBIC) et le ministère japonais de l'industrie et du commerce international (MITI). Ce dernier prêt servira à payer les fournisseurs des canalisations qui sont les sociétés japonaises Mitsui and Co, Sumitomo Corp et Itochu Corp. La Snam, filiale du groupe ENI s'occupant du transport et de la distribution de gaz, devrait apporter 1 Md de \$ sous la forme d'un prêt sur fond propre. Enfin, ENI et Gazprom apporteront chacun 200 M de \$ pour boucler le financement.

État d'avancement des travaux

Pour ce qui concerne les parties onshore : côté russe, les travaux auraient commencé. Côté turc, le consortium OHS (Öztaş (Turquie)-Hazinedaroğlu (Turquie)-Stroytransgaz (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.

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.

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.

Conclusion

Le Parlement turc a ratifié, le 1^{er} 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 ; on peut, sans hésitation, retarder ce planning de deux ans.

1.3. Le projet d'oléoduc du CPC (Caspian Pipeline Consortium)

Caractéristiques du projet

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 champs de Tengiz, par un oléoduc passant par la Russie. Le projet comprend la construction d'un nouvel oléoduc, reliant Komsomolskaya (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'oléoduc, 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 grosse 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 Kazakhstan sont importantes (le Kazakhstan possède en effet 43% des réserves totales (gaz et liquides) et 80 % des réserves liquides récupérables de la région) et le pays serait en mesure d'exporter en 2010, plus de 150 Mt annuelles.

État d'avancement et financement

Le CPC est composé de : la Fédération de 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%)

En avril 1999, CPC a accordé au consortium composé de Bouygues Offshore, Bouygues et Strastro (société regroupant les deux sociétés russes Stavropoltrouboprovodstro et Koubanneftegazstro 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. La construction du terminal a été aussi attribué à Bouygues Offshore pour un montant de 360 M de \$. L'ensemble devrait être opérationnel vers la 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.

Conclusion

A ce stade d'avancement, il est peu probable que ce projet subisse des retards. 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. 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 risque de concurrencer l'oléoduc Bakou-Ceyhan et donc d'aller à l'encontre des intérêts turcs.

2. L'Azerbaïdjan

L'Azerbaïdjan connaît depuis plusieurs années une forte croissance et, malgré un cours du pétrole peu élevé jusqu'en 1999, le pays a réussi à attirer de nombreux investissements des grandes compagnies pétrolières. Si le pays suscite à ce point la convoitise des investisseurs étrangers, c'est que ses réserves en hydrocarbures semblent prometteuses et que les infrastructures du pays restent encore trop peu développées pour pouvoir évacuer tout ce que le pays serait susceptible de produire. Les réserves prouvées en pétrole de l'Azerbaïdjan seraient comprises entre 3.6 et 12.5 milliards de barils (490-1705 Mt). La production s'est élevée en 1999 à 262 000 barils par jour (soit environ 13.1 Mt). Les prévisions pour 2005 atteignent 35 Mt. Le choix de la voie principale d'évacuation n'a toujours pas été effectuée, tant les intérêts en jeu, politiques et économiques, sont importants et ceci malgré les pressions exercées par la Turquie en faveur du tracé Bakou-Ceyhan. Les campagnes d'exploration ont également permis de mettre à jour d'importantes réserves de gaz qui pourraient devenir une source complémentaire significative d'approvisionnement de la Turquie.

2.1. L'oléoduc Bakou-Ceyhan

Présentation et historique du projet

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 AIOC² (Azerbaijan International Operating Company), détenteur de droits d'exploitation sur les champs de Chirag, Azeri et Guneshli.

S'il se faisait, cet oléoduc serait 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.

² 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 (Russie, 10%), Statoil (Norvège, 8.56%), Exxon (Etats-Unis, 8%), TPAO (Turquie, 6.75%), Pennzoil (Etats-Unis, 4.28%), Itochu (Japon, 3.92%) et Delta Hess (Arabie Saoudite, 1.68%).

Suite à des négociations qui débutèrent en 1994, différentes voies d'évacuation de la production azérie ont fait l'objet d'études de faisabilité ; ainsi, la société PLE (Allemagne) a réalisé en 1997 une étude de faisabilité, financé à 95% par un prêt de 5 M de \$ accordé par la Banque Mondiale au gouvernement turc, les 5% restant étant apportés par Botaş. A son issue, la société PLE a évalué le coût de l'oléoduc Bakou-Ceyhan à 2.5 Md de \$. Les azéris estiment de leur côté le coût du projet à 3.5 Md de \$; il affirment en effet que les estimations de PLE omettent des coûts de financement et les consommations annexes à la réalisation du projet (fourniture d'énergie entre autres). AIOC avait en principe jusqu'en octobre 1998 pour se prononcer sur la route principal d'évacuation (MEP, Main Export Pipeline) de la production azérie, évaluée à 60 millions de tonnes par an à l'horizon 2008-2010. A ce jour, et malgré trois années d'intenses négociations, AIOC n'a toujours pas retenu le tracé de l'oléoduc principal.

Deux oléoducs secondaires sont en place : vers la Géorgie (Bakou-Supsa) et vers la Russie (Bakou-Novorossiysk) dont la sécurité n'est pas assurée puisqu'il traverse la Tchétchénie (un contournement par le Daghestan est enté en service en 2000) . Ces deux oléoducs, de même capacité (100 000 barils/jours soit 5 Mt annuelles) sont utilisés pour évacuer les premières huiles des champs de Chirag, Azeri et Guneshli (early oil production). Mis en service en octobre 1997, l'oléoduc Bakou-Novorossiysk est géré par l'AIOC pour sa partie azérie et par Transneft pour sa partie russe. L'oléoduc Bakou-Supsa a été mis en service en avril 1999 et est géré par l'AIOC. La capacité de ces deux oléoducs pourraient être augmentée mais, ils resteraient insuffisants pour évacuer la production totale azérie lorsque les champs de Chirag, Azéri et Guneshli seront montés en puissance (on s'attend à une production de plus de 800 000 barils par jour vers 2008). De plus, ces deux lignes débouchent sur la Mer Noire, et le pétrole, à destination de l'Europe, est ensuite transporté par bateau et doit emprunter les détroits du Bosphore et des Dardanelles, ce qui présente de sérieux risques d'accidents dont les conséquences humaines et écologiques seraient catastrophiques. Le gouvernement turc, qui n'exerce pas de souveraineté sur les eaux qui ont un statut international, est néanmoins extrêmement préoccupé et vigilant sur cette question, compte tenu des nombreux accidents qui ont déjà eu lieu (se référer à l'annexe sur la navigation sur le Bosphore, p 63).

État d'avancement du projet

Pour le moment le projet est encore à la phase préliminaire des négociations ; un intense jeu politique s'est mis en place autour de ce projet. L'administration Clinton, via son conseiller spécial pour la région Caspienne, M John Wolf, remplaçant à l'été 1999 de M Richard Morningstar, soutient

très officiellement ce tracé stratégique pour la Turquie. Les réunions et déclarations conjointes foisonnent, et souvent se contredisent.

Le 29 octobre 1998, les américains et les turcs ont organisé à Ankara une réunion à laquelle ont été invités tous les pays de la Caspienne, afin de démontrer le bien-fondé du tracé Bakou-Ceyhan et de l'imposer au titre de corridor énergétique. Une déclaration d'intention en six points a été signée par la Turquie, l'Azerbaïdjan, le Kazakhstan, la Géorgie et l'Ouzbékistan. Le Turkménistan n'a pas voulu signé la déclaration en raison des litiges territoriaux qui l'opposent à l'Azerbaïdjan.

Le 13 avril 1999, l'Azerbaïdjan et la Turquie ont conclu les accords d'Ankara, qui limitaient à trois mois le délai imparti pour réunir l'ensemble des signatures nécessaires au lancement de la première phase du projet. Cependant, de nombreux points de divergence sont apparus et des retards successifs se sont accumulés.

Un accord intergouvernemental, présenté comme le succès de la diplomatie américaine, a été signé lors du sommet de l'Organisation de la Sécurité et de la Coopération en Europe qui s'est tenu à Istanbul les 18 et 19 novembre 1999. Cette signature est intervenue en présence du Président des Etats-Unis, M. William Clinton, du Président de la république turque, M. Suleyman Demirel, du Président de l'Azerbaïdjan, M. Ali Aliev, du Président de la Géorgie, M. Eduart Sheverdnadze, et du Président du Kazakhstan, M. Nursultan Nazarbayev.

A ce jour, seul le volet diplomatique du projet est conclu. En effet, après les parlements géorgien et azéri, en avril et en mai, le Parlement turc a ratifié le 22 juin 2000 l'accord intergouvernemental (Intergovernmental Agreement ; IGA) précisant le tracé de l'oléoduc et les principes à respecter : passage libre du pétrole, engagement à propos de la construction et des droits d'utilisation de l'oléoduc, protection assurée par l'État... En annexe de cet accord, ont été aussi approuvés par les parlements respectifs des trois pays concernés, trois projets d'accord entre chacun des gouvernements et le futur consortium investisseur chargé de la réalisation de l'oléoduc. Ces trois accords appelé Host Country Agreement (HGA) précisent les modalités de construction et d'exploitation de l'oléoduc, les garanties fournies par les gouvernements, les conditions commerciales et fiscales. Il permet entre autre de clarifier les taxes qui devront être payées en harmonisant les systèmes de chaque pays.

Financement et rentabilité

Pour le moment, aucun financement n'a été trouvé ; le consortium d'investissement MEPCO (Main Export Pipeline COmpagny) n'a toujours pas été formé, malgré les nombreuses réunions de discussions des membres de l'AIOC et ouvertes à des compagnies extérieures. Cette constatation permet de mettre en doute les affirmations des officiels turcs selon lesquelles, le financement ne pose

pas de problème, de nombreuses compagnies étant intéressées par une participation au projet : ainsi, selon eux, SOCAR serait intéressé par 50% de MEPCO, BP-Amoco 35%, Statoil 10% et TPAO 10%. D'autres compagnies, non membres de l'AIOC, seraient prêtes à prendre part au projet. Cependant, la contrepartie des autorités azéries, géorgiennes et turques n'étant toujours pas connue, les compagnies pétrolières hésitent à s'engager dans un projet qui leur paraît surdimensionné : les réserves prouvées de l'Azerbaïdjan sont loin d'être suffisante pour justifier et rentabiliser un tel oléoduc. En effet, il faudrait 800.000 barils par jours (40 Mt par an) pour que le projet soit financièrement viable, alors qu'à ce jour, la production azérie n'est que de 262 000 barils par jour soit 13 Mt produits en 1999. De plus, Gazprom, membre de l'AIOC a déjà annoncé que sa part de production serait évacuée par le nord.

Il est vrai que les américains mettent en avant les découvertes espérées importantes au Kazakhstan qui devront être évacuées vers leurs futurs marchés et qui donc pourraient, si elles empruntaient l'oléoduc vers Ceyhan, assurer un volume suffisant. Cependant, l'OKIOC³ équivalent de l'AIOC pour le Kazakhstan et EXXON (25% de participation dans l'exploitation du champs de Tengiz et 14.3% dans l'OKIOC), estiment qu'il est encore trop tôt pour savoir si les découvertes au Kazakhstan seraient suffisantes. Par ailleurs, d'autres voies d'évacuation sont envisageable pour le pétrole kazakh, vers Novorossiysk ou vers l'Iran. En effet, les perspectives d'un passage vers l'Iran se rapprochent même s'il faut l'envisager avec prudence.

Les interventions de l'administration américaine ont permis au projet de progresser sans que l'on puisse pour autant en conclure qu'elles seront décisives. Les américains ont ainsi accordé un prêt garanti de 500 M de \$ soit à BP-Amoco par l'intermédiaire de l'US Overseas Private Investment Corporation et de l'US Export-Import Bank. BP-Amoco refusait jusqu'à la fin de l'année 1999 de s'engager en faveur de la construction de l'oléoduc Bakou-Ceyhan et préférait d'autres voies d'évacuations (Bakou-Supsa, puis bateau à travers le Bosphore et les Dardanelles). Les pressions des administrations américaines et turques ont fini par avoir raison des réticences du pétrolier.

Tracés concurrents

a. pétrole azéri

Bakou-Novorossiysk : d'une capacité actuelle de 100 000 barils par jour (5Mt par an), extensible à 600 000 barils (30 Mt par an), cet oléoduc, long de 1411 km, aboutit sur la Mer Noire et nécessite d'autres moyens pour amener le pétrole jusqu'en Europe, notamment un transport par bateau, à travers

³ OKIOC regroupe Exxon Mobil (14.3%), Royal Dutch Shell Group (14.3%), Agip Spa (14.3%), British Gaz (Grande Bretagne, 14.3%), TotalFinaElf (14.3%), Phillips Petroleum (7.1%), BP Amoco (9.5%) Statoil (4.8%) et Inpex (Japon, 7.1%)

le détroit du Bosphore. De plus, traversant le Daghestan ou la Tchétchénie, la sécurité des approvisionnements est loin d'être assurée.

Bakou-Supsa : de même capacité que le précédent, la transformation de la ligne existante en MEP nécessiterait un investissement de 1 Md de \$; long de 900 km, il permet à la Géorgie de bénéficier des frais de passage, en écartant la Russie et l'Iran. Cependant, il débouche aussi sur la Mer Noire.

Bakou-Neka : ce projet permettrait d'exporter du pétrole depuis l'Azerbaïdjan vers l'Iran. Il aurait une capacité de 370 000 barils (18.5 Mt par an). Il envisage la construction d'un pipeline sous-marin dans la Caspienne permettant le raccord de l'Azerbaïdjan au réseau iranien. Le pétrole serait utilisé par les iraniens qui exporteraient, par le Golfe Persique, une quantité équivalente de leur pétrole au bénéfice des pays fournisseurs (accords de swap).

b. pétrole kazakh

Ceux qui soutiennent le projet Bakou-Ceyhan affirment que la découverte de grands gisements au Kazakhstan rend le projet viable, voire même nécessaire ; cependant le Kazakhstan bénéficie de plusieurs autres possibilités pour évacuer son pétrole et ne semble, pour le moment, pas intéressé par une évacuation par Bakou-Ceyhan. Les autres voies d'évacuation du pétrole kazakh sont :

Tengiz-Novorossiysk : développé par le CPC, cet oléoduc d'une capacité de 1.340.000 barils par jour (70 Mt par an) devrait être opérationnel en 2001.

L'oléoduc vers la Chine : CNPC (Chinese National Petroleum Company) a pris 60 % de participation dans la compagnie kazakh Aktobemunaigaz en 1997 et a signé un accord prévoyant la réhabilitation du champs de Uzen et de Aktyubinsk ainsi que la construction d'un oléoduc de 3000 km, reliant Uzen à la province de Xinjiang en Chine. L'accord prévoyait l'investissement de 5.9 Md de \$ dans la réhabilitation des champs et 3.5 Md de \$ dans la construction de l'oléoduc. Le projet devrait s'achever dans 8 ans et transporter 25 Mt annuelles.

La voie iranienne : l'Iran prévoit de recevoir 40.000 barils par jour (2 Mt par an) de pétrole kazakh, importé par bateau, selon des accords de swap. L'Iran propose par ailleurs la construction d'un oléoduc d'une capacité de 315.000 barils par jour (16 Mt par an), ce qui permettra d'augmenter le volume des swap avec le Kazakhstan et le Turkménistan. Un deuxième projet pourrait relier les champs de l'ouest du Kazakhstan et du Turkménistan avec le réseau iranien, par un oléoduc d'une

capacité de 500.000 barils par jour (25 Mt par an), d'un coût évalué à 800 M de \$. TotalFinaElf et ENI auraient manifesté leur intérêt pour le projet.

Conclusion

Le consortium d'investissement MEPCO pourrait être formé d'ici la fin de l'année 2000, les études techniques préliminaires prendront 6 mois et devront être suivies pendant 12 mois d'études définitives. Si des découvertes supplémentaires sont effectuées lors des prochaines explorations en Azerbaïdjan, le consortium pourra alors chercher des financements sur les marchés ; les travaux ne pourront pas démarrer avant la fin 2002, et devraient durer 24 mois. Ainsi, dans l'hypothèse la plus optimiste, l'oléoduc Bakou-Ceyhan pourrait voir le jour fin 2004-début 2005. C'est ce qu'a affirmé John Wolf le 25 août 2000 lors d'une conférence de presse donnée à l'ambassade des Etats-Unis à Ankara. Il a par ailleurs félicité la Turquie de s'intéresser au gaz azéri ; un projet de gazoduc suivant le même tracé que l'oléoduc Bakou-Ceyhan pourrait favoriser la réalisation de celui-ci.

Toutefois, la Turquie risque d'être prise de court par la Russie qui peut proposer aux républiques d'Asie centrale des solutions rapides même si elles sont moins rémunératrices, ou par l'Iran, dont le ministre du pétrole, en visite à Ankara au début du mois d'Août 2000 a déclaré que l'oléoduc Bakou-Ceyhan, s'il était construit, ne le serait pas avant longtemps.

2.2. Shah Deniz : un nouveau projet de gazoduc

Présentation du champ gazier



figure 12. Localisation de Shah Deniz en Mer Caspienne (Source : BP-Statoil)

Les résultats du deuxième forage, annoncés au printemps 99 ont confirmé la présence d'importantes réserves de gaz dans le champ de Shah Deniz. Elles sont estimées à 600 Bcm de gaz et 650 M de barils de condensât (100 Mt). Un troisième forage d'exploration est en cours et ce puits sera converti par la suite en puits de production.

Le consortium d'exploration est dirigé par BP-Amoco (25.5%) et comprend les partenaires suivants : Statoil (25.5%), OIEC (Iran, 10%), LukAgip (Russie/Italie, 10%), TotalFinaElf (10%), TPAO (10%) et SOCAR (10%).

Voies d'évacuation

Le démarrage officiel de la production est prévu pour janvier 2003, avec initialement 3 puits en production pour un volume annuel de 3 Bcm ; à partir de 2005, la mise en production de 4 nouveaux puits permettra d'atteindre une production de 5,5 Bcm annuel ; ces 7 puits alimenteront la plate-forme nord. Une deuxième plate-forme sera construite pour 2007-2008, avec 8 nouveaux puits, ce qui maintiendra la production à un niveau de 5.5 Bcm annuel pendant 16 ans.

L'évacuation de ces 5.5 Bcm devrait se faire vers la Turquie, en passant par la Géorgie, selon un tracé similaire à celui de l'oléoduc Bakou-Ceyhan. Cela nécessitera la remise en état d'un gazoduc préexistant en Azerbaïdjan, pour un montant de 495 M de \$, la construction d'un nouveau gazoduc en Géorgie, pour un montant de 330 M de \$, soit un investissement total de 825 M de \$, pour acheminer le gaz jusqu'à la frontière turque ; en Turquie, Botaş sera chargé de relier l'arrivée du gazoduc à son réseau, en construisant un gazoduc de la frontière géorgienne jusqu'à la ville d'Erzurum.

Une deuxième phase de développement du gisement pourrait permettre d'atteindre un production annuelle de 16 Bcm, ce qui nécessitera de nouveaux investissements pour les évacuer ; il

faudra construire un nouveau gazoduc en Azerbaïdjan, pour un montant de 570 M de \$ tandis que l'ajout d'une station de compression supplémentaire sur le tronçon géorgien augmentera sa capacité de 5.5 à 16 Bcm annuels, pour un montant de 100 M de \$; le coût total du projet s'élèverait donc à près d'1.5 Md de \$.

Une évacuation vers l'Iran est aussi envisageable ; deux arguments plaident en sa faveur : l'Iran a une forte demande en gaz dans le nord du pays, alors que ses propres réserves se trouvent au sud et le gazoduc à rénover pour relier Bakou à l'Iran est d'un coût bien moindre que celui nécessaire à l'évacuation vers la Turquie.

Conclusion

Les partenaires de Shah Deniz, qui financeront aussi la construction du gazoduc espèrent régler rapidement la question des accords politiques, en s'inspirant des textes signés cette année pour le projet d'oléoduc Bakou-Ceyhan. La Turquie, bien qu'elle ait signé avec l'Azerbaïdjan et la Géorgie, en novembre 1999, un Memorandum of Understanding, annonçant sa volonté d'acheter le gaz azéri, retarde son engagement dans le projet, espérant ainsi faire pression, notamment sur BP-Amoco, et s'assurer au préalable que l'oléoduc Bakou-Ceyhan sera bien construit. En tout état de cause, les partenaires de Shah Deniz doivent annoncer la commerciabilité de leur projet avant mars 2001, faute de quoi, ils se verront retirer leur concession ; un accord avec la Turquie devra donc être trouvé avant cette date. Si tel n'est pas le cas, la voie iranienne pourrait être alors privilégiée.

3. Le Turkménistan

Le pays possède la deuxième réserve gazière de la CEI. Il est le quatrième au monde, après la Russie, l'Iran et le Qatar. Cependant, la production annuelle a beaucoup chuté. Elle est passée de plus de 80 Bcm en 1990, à seulement 13 Bcm en 1998. Cette baisse s'explique largement par l'interruption des livraisons de gaz à l'Ukraine depuis 1997, eu égard à 1 million de dollars d'impayés (un accord a été trouvé fin 1998 et les livraisons ont pu reprendre avant d'être à nouveau suspendues mi-1999). En 1999, la production a presque doublé par rapport à 1998, atteignant 23 Bcm. Cette hausse de la production devrait se poursuivre en 2000, le Turkménistan s'étant engagé à fournir 20 Bcm à Gazprom (Russie) et 5 Bcm à l'Iran, auxquels il faut ajouter 8 Bcm vendus par les compagnies privées exploitant des gisements de gaz au Turkménistan.

Le Turkménistan, cherche bien sûr à s'affranchir de la dépendance à l'égard de la Russie, qui peut actuellement lui imposer ses conditions commerciales ; ainsi, la Russie a octroyé au Turkménistan l'accès à ses gazoducs à la condition que ce pays réserve ses ventes aux États de la CEI alors que Gazprom conserve l'exclusivité de la clientèle d'Europe occidentale, qui paie ses factures d'énergie en devises fortes.

Le développement des exportations gazières du Turkménistan devra donc aller de paire avec la réalisation d'une route d'exportation fiable. Un contrat, conclu entre la Turquie et le Turkménistan en octobre 1998, porte sur la livraison à la Turquie de 16 Bcm de gaz turkmène. Deux options étaient envisagées : la voie iranienne, qui ferait facturer des accords de swap entre l'Iran et le Turkménistan, et la voie transcaspienne, soutenue par les américains.

3.1. Le gazoduc via l'Iran

Historique du projet

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

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.

3.2. Le projet de gazoduc Transcaspien (TCGP)

Historique du projet

Pour des raisons évidentes de défiance vis-à-vis de l'Iran, les Etats-Unis mettent en avant un projet de gazoduc Transcaspien (TransCaspien Gaz Pipeline, TCGP). Toutefois, il faut noter que le problème de répartition des richesses offshore de la Mer Caspienne n'est pas réglé à ce jour, le statut juridique de la mer Caspienne faisant l'objet de discussions entre les différents pays riverains. (se référer à l'annexe sur le statut de la Mer Caspienne, p60)

Un consortium (Pipeline Solution Group, PSG) a été formé à l'initiative de Bechtel Entreprises et de General Electric, auquel s'est joint Shell à l'été 99. En mai 1999, un accord a été signé entre la Turquie et le Turkménistan pour un contrat d'approvisionnement de 30 Bcm annuel, dont 16 seraient destinés au marché turc et 14 au marché européen. Long de 2000 km, et d'un coût estimé à 2 Md de \$, le projet, soutenu par les américains, a reçu une garantie s'élevant à 500 M de \$ d'Eximbank.

Avenir du projet

La découverte de l'important gisement gazier de Shah Deniz a remis en question le projet ; en effet, la production espérée de Shah Deniz rentabiliserait à elle seule la construction d'un gazoduc vers la Turquie. De plus, les négociations entre les gouvernements turkmène et azéri à propos de la quantité de gaz que l'Azerbaïdjan pourra inclure dans le Transcaspien n'ont pas abouti, les 5 Bcm proposés par le Turkménistan ne satisfaisant pas les exigences de l'Azerbaïdjan. Le consortium PSG a donc annoncé l'abandon du projet et la fermeture de ses bureaux à Bakou, le 1^{er} juillet 2000 ; cela fait suite

au retrait de General Electric et de Bechtel, conséquence d'un désaccord sérieux entre le consortium international et le gouvernement turkmène. Officiellement, la proposition du consortium tient toujours ; c'est Shell qui hérite des droits de négociation. Il semblait que le projet était progressivement abandonné, le gouvernement turkmène n'ayant pas renouvelé à Shell son accord de concession ; cependant, Shell a annoncé le 21 août 2000 que le gouvernement turkmène vient d'affirmer son désir que la société pétrolière poursuive l'étude de ce projet.

3.3. Les alternatives

Vraisemblablement, le Turkménistan n'honorera pas, dans un avenir proche, le contrat signé en mai 1999 avec la Turquie pour la livraison de 16 Bcm de gaz pendant 30 ans : en effet, le Turkménistan a préféré s'orienter vers une solution plus rapide, même si moins rémunératrice, consistant à vendre son gaz à la Russie ; dès cette année, le Turkménistan livrera 20 Bcm de gaz à Gazprom (à 36 \$ les 1000 mètres-cubes, dont 40% payés en liquide), quantité qui sera augmentée à 30 Bcm pour les années à venir, et qui pourrait atteindre au final 50 à 60 Bcm annuels (notons tout de même qu'aucun accord sur les prix pour les années à venir n'a été encore conclu, Gazprom voulant revoir le prix à la baisse). Cependant, il faudrait au préalable que le Turkménistan puisse produire et exporter de telles quantités, ce qui implique notamment que les équipements sur les champs et les gazoducs vers la Russie soient remis en état. En tout état de cause, les experts estiment que la production turkmène (23 Bcm en 1999) ne sera pas suffisante pour à la fois fournir la Russie avec de si gros volumes et exporter 16 Bcm vers la Turquie.

Par ailleurs, le Turkménistan s'intéresse à d'autres possibilités d'exportation, vers l'est. En particulier, le Pakistan vient de réaffirmer son soutien au projet de gazoduc reliant les champs de Dauteletabad au sud du Turkménistan à Multan. Ce projet, suspendu en avril 1998 du fait de la guerre civile en Afghanistan, pourrait être ranimé lorsque les circonstances le permettront. Il porte sur un gazoduc de 1600 km dont le coût s'élèverait à 2.5 Md de \$.

Un projet avec la Chine est aussi envisagé ; il concernerait un gazoduc de 5730 km reliant le Turkménistan à la Chine, en passant par le Kazakhstan et l'Ouzbékistan. D'un coût de 11 Md de \$, ce gazoduc aurait une capacité de 28 Bcm annuels. Ce projet, clairement tourné vers le long terme, n'est encore qu'au stade des études préliminaires, conduites par un consortium composé de sociétés américaines, chinoises et japonaises. Ce projet est en concurrence avec un projet de gazoduc russe, en provenance de Sibérie orientale. Ce dernier projet semble plus probable et est régulièrement évoqué entre les dirigeants russes et chinois ; le projet russe est d'ailleurs moins cher.

4. L'Iran

L'Iran est le second producteur mondial de pétrole, avec une production en 1999 de 3.5 M de barils par jour soit 175 Mt. Le pays détient 9% des réserves mondiales de pétrole et 15% de celles de gaz ; cependant, l'Iran n'est qu'à la douzième place des producteurs de gaz. Les exportations d'hydrocarbures sont vitales pour l'économie du pays dont le budget dépend à 85% des revenus du pétrole.

L'économie du pays souffre des sanctions américaines imposées depuis 1996 par « *The Iran-Libya Sanctions Act* », qui vise les sociétés investissant plus de 20 M de \$ dans les secteurs pétrolier et gazier. Cependant, ces sanctions semblent s'adoucir et, TotalFinaElf et Eni, ont signé en mars 1999 un contrat de 540 M de \$ pour la réhabilitation et le développement du champs de Doroud.

Afin de contourner les sanctions américaines, de nombreuses compagnies ont établi des accords de *swap* : cela consiste à importer du pétrole de la Caspienne au nord de l'Iran, où se trouvent plusieurs raffineries et à exporter la même quantité de pétrole iranien, par les terminaux du Golfe Persique.

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 en 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 2005. (2001 : 5 Bcm, 2003 : 7 Bcm, 2004 : 9 Bcm). 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 du 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. Le gazoduc devrait être inauguré en juillet 2001, le planning donné précédemment étant retardé de deux années.

Botaş est chargé de la construction de la partie turque du gazoduc qui, à la suite du lancement d'un appel d'offres international adjugé en août 1997, a été divisé en cinq tronçons. Le premier tronçon, reliant Doğubayazıt, proche de la frontière iranienne, à Erzurum, a été attribué à la société

Fernas. Les 300 km sont achevés et ont coûté 172 M de \$. Les autres tronçons, en cours de construction sont : Erzurum-Imralı (325 km, attribué à Alarko), Imralı-Kayseri (260 km, Tepe), Kayseri-Ankara (320 km, Limak) et Kayseri-Konya-Seydişehir (370 km, Indet). La partie 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 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.

5. L'Irak

Les réserves prouvées en pétrole de l'Irak sont de 112 Md de barils (16 Md de tonnes), ce qui le place au deuxième rang mondial. Les réserves en gaz atteignent quant à elle 3000 Bcm.

Soumise à un embargo imposé par les Nations-Unies depuis 1990, la résolution 986 du conseil de sécurité de l'ONU d'avril 1995 a autorisé l'Irak à vendre 2.14 Md de \$ de pétrole en 6 mois. Le 20 février 1998, dans le cadre des accord « pétrole contre nourriture », cette somme a été portée à 5.26 Md de \$. Cependant, d'importants investissements ne peuvent être envisagées qu'avec la levée de l'embargo. Les difficultés qu'on eues les irakiens à se procurer les pièces nécessaires aux réparations de la ligne Kirkuk-Ceyhan, régulièrement endommagée par les bombardements, illustrent la contrainte que fait peser l'embargo.

Actuellement, l'oléoduc Kirkuk-Ceyhan est la voie d'exportation la plus importante de l'Irak. Cet oléoduc a eu capacité de 1.1 M de barils par jour (55 Mt par an) mais le débit actuel n'est que de 900 000 barils par jour (45 Mt par an)

Le projet de gazoduc turco-irakien

Le projet consiste en la construction d'un gazoduc d'une longueur de 1000 km à partir des champs irakiens (Anfal, Cemchemal, Jeria Pika, Kashim Alahmar et Mansuriya) parallèle à l'oléoduc Kirkuk-Yumurtalık, lequel aboutit à Ceyhan. Un accord préliminaire a été signé en décembre 1996 entre les deux pays pour la livraison de gaz sur 20 ans (le contrat prévoyait de débiter les livraisons en 2000, avec 3-4 Bcm annuels, pour finalement atteindre 10 Bcm vers 2010).

L'Irak a annoncé que Agip et Gaz de France seraient chargées du projet pour la partie irakienne. Agip sera responsable des travaux d'upstream qui consistent à développer les cinq champs gaziers, et à construire des unités de traitement de gaz à Mansuriya et Kirkurk tandis que Gaz de France est chargé de former un consortium pour la construction du gazoduc de 42'' et d'une longueur de 360 km en Irak. Le MOO (Ministry of Oil of Irak) n'a pas exclu la participation d'autres entreprises, parmi lesquelles TotalFinaElf, BHP Petroleum (Australie), Petronas (Malaisie) et Ranger (Canada)..

Pour les parties midstream et downstream, située en Turquie, un consortium turc composé de Botaş, TPAO, et Tekfen a été formé ; il n'est pas exclu que TotalFinaElf les rejoigne. Gaz de France semble garder un rôle coordinateur des partenaires étrangers entre upstream et midstream. Les travaux comprennent la construction d'un gazoduc de 42'', d'une longueur de 640 km, la construction à Ceyhan d'une usine de GNL, et la construction d'une liaison Yumurtalık-Ankara.

Le coût total du projet est estimé à 2.7 Md de \$, dont 1.32 Md pour la partie turque. Le financement du côté irakien se fera sur fonds propres irakiens. Côté turc, un assembleur sera désigné pour réunir le financement sur la base probable d'un contrat clé en mains, une société ad hoc de projet sera créée avec un opérateur leader du projet. Des crédits acheteurs classiques adossés à des crédits financiers seront recherchés. La question de la propriété du gazoduc n'a cependant pas été encore clairement définie.

Ce projet présente de nombreux intérêts pour les deux pays. Il permet à des champs gaziers irakiens enclavés d'accéder à un marché en pleine croissance. Pour la Turquie, cette voie d'approvisionnement a l'avantage d'être économique et rapide à mettre en place. De plus, le gazoduc ne nécessiterait qu'un accord bilatéral. Cependant, ce projet est soumis à une hypothétique levée de l'embargo qui frappe l'Irak. On peut même subodorer que les intérêts politiques et financiers qui sont derrière d'autres projets d'importation de gaz en Turquie essaient de le contrecarrer. En effet, les besoins de la Turquie, bien qu'il connaissent une forte croissance, ne justifient pas la réalisation de plus de trois projets d'approvisionnement.

CONCLUSION

PERSPECTIVES D'APPROVISIONNEMENT ET SATISFACTION DE LA DEMANDE

Prévoir la demande à moyen et long terme en énergie primaire de la Turquie demeure un exercice particulièrement aléatoire pour de multiples raisons. Si l'on procède à des projections de consommation fondées sur les quelques données disponibles, la situation apparaît préoccupante au regard des capacités actuelles de production d'électricité et de celles prévues à court terme. Les statistiques turques retiennent généralement une progression moyenne et régulière de la consommation d'électricité de 6 à 7 % par an, pendant les 15 années à venir. Cette projection est vraisemblable car la consommation en énergie primaire de la Turquie est inférieure à la moyenne mondiale et la situation évolue rapidement depuis une dizaine d'années, au cours desquelles la consommation d'électricité a augmenté en moyenne de 6% par an, soit deux fois plus vite que la moyenne mondiale sur la même période.

Si l'on évalue les besoins en gaz destinés à la production d'électricité, en fonction de la capacité installée prévue et de la part des centrales à gaz, en se basant sur un fonctionnement à pleine capacité pendant 90% du temps (il faut 0.0011 Bcm de gaz par an pour une capacité d'1MW) , on obtient :

Année	Capacité installée (MW) <i>source : MERN</i>	Part du gaz <i>source : Mern</i>	Capacité (MW) centrale à gaz	Consommation ⁴ de gaz (Bcm)
2000	27400	27%	7398	8.1
2010	60490	32%	19357	21.3
2020	104893	33%	34314	37.7

Par ailleurs, les prévisions de répartitions suivant les secteurs de la consommation de gaz, nous permettent d'évaluer la consommation totale de gaz :

Année	Part de la génération d'électricité dans la consommation de gaz <i>source : MERN</i>	Consommation totale de gaz (Bcm)
2000	48%	16.8
2010	62%	34.4
2020	68%	55.4

⁴ pour produire de l'électricité

Ces trois chiffres obtenus sont à mettre en relation avec les prévisions estimées par Botaş, sur la base de ces mêmes besoins : 20 Bcm pour 2000, 55 Bcm pour 2010 et 80 Bcm pour 2020. Les écarts sont énormes (respectivement de 16, 37 et 30%). Cela laisse supposer que les prévisions de Botaş sont largement surestimées, d'autant plus que la consommation de gaz pour l'année 2000 devrait n'atteindre que 13.5-14 Bcm.

Cependant, il est indéniable que la Turquie commence à connaître une pénurie d'électricité (les nombreuses coupures de courant qui affectent notamment Ankara en témoignent) qui risque de s'accroître dans les prochaines années. En effet, même si de nouvelles centrales sont en construction, leur fonctionnement risque de ne pouvoir se faire à plein régime, à cause d'un approvisionnement insuffisant en gaz.

Le tableau de la page suivante dresse un bilan des perspectives d'approvisionnements de la Turquie en gaz, selon les accords officiels. Nous y avons ajouté le gaz Azéri en provenance de Shah Deniz, même si aucun accord n'a été encore signé car le gouvernement turc a annoncé son intérêt pour ce projet, qui par ailleurs semble avoir de grande chance de se réaliser.

Tableau récapitulatif des approvisionnements en gaz naturel de la Turquie

(quantités exprimées en Bcm)

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

Cependant, comme nous l'avons déjà indiqué, il y a de grandes chances que le projet de gazoduc Transcaspien soit abandonné, et que le contrat de livraison de gaz turkmène à la Turquie ne soit pas honoré.

Années	Total disponible sans le gaz du Transcaspien	Demande (Botaş) (1)	% des besoins couverts (1)	Demande⁵ estimée à partir des centrales électriques (voir p45) (2)	% des besoins couverts (2)
2000	14,5	20,8	69,7	16,8	86,3
2001	19,7	27,4	71,9	18,6	106,1
2002	27,2	31,8	85,5	20,3	133,9
2003	33,2	34,5	96,2	22,1	150,4
2004	34,2	39,4	86,8	23,8	143,5
2005	39,7	45,1	88,0	25,6	155,1
2006	41,7	45,5	91,7	27,4	152,4
2007	44,7	45,9	97,4	29,1	153,5
2008	46,7	48,7	95,9	30,9	151,2
2009	46,7	51,3	91,0	32,6	143,1
2010	48,7	53,5	91,0	34,4	141,6
2020	50,7	80,0	63,4	55,4	91,5

Dans ce cas, la situation de la Turquie semble plus préoccupante, si l'on s'en tient aux estimations officielles, d'autant plus que certains analystes estiment que la Russie ne sera pas capable de fournir la Turquie à pleine capacité par les deux gazoducs prévus (Bulgare et Blue Stream).

Il faut cependant aussi prendre en compte le fait que les prévisions faites par Botaş nous semblent très surestimées ; la Turquie, ayant signé en effet de nombreux contrats de livraison de gaz, en diversifiant ainsi notablement ses sources d'approvisionnement, risque plutôt un excès de gaz. La Turquie espère pouvoir exporter cet éventuel excès de gaz vers l'Europe. Cependant, il n'est pas sûr que ce soit une solution économiquement intéressante, l'Europe préférera plutôt satisfaire sa demande croissante auprès de ses fournisseurs habituels. Si une pénurie de gaz peut avoir des conséquences néfastes sur la croissance économique du pays, et si la diversification des sources d'approvisionnement est importante pour leur sécurité, il ne faudrait pas que la multiplicité des contrats entraîne un surplus de gaz, qui, faute d'un développement suffisant du réseau et des infrastructures ne pourrait pas être absorbé par la demande. Il faut de plus envisager deux autres possibilités d'approvisionnement : le gaz irakien, dont l'importation pourrait débiter deux ans après la

⁵ Les estimations ont été faites pour les années 2000, 2010 et 2020 ; les autres valeurs sont données à titre indicatif, en supposant une évolution à taux constant.

levée de l'embargo et le GNL d'Égypte et du Yémen (un Memorandum of Understanding a été conclu fin 1996, pour une livraison de 6 Bcm de gaz au futur terminal d'Aliğa ; cependant, les autorités turques ont pour le moment mis en attente le projet en ne répondant pas aux propositions faites par les diverses sociétés intéressées. Il est à noter que l'importation de GNL est plus coûteuse que celle de gaz en provenance de la Caspienne, d'Iran ou d'Irak).

Le problème pour la Turquie n'est pas tant de trouver des fournisseurs en gaz que de développer les infrastructures nécessaires à ses approvisionnements en gaz. La Turquie est en effet proche d'immenses réserves de gaz et les pays producteurs de la région sont attirés par le marché turc en forte croissance. Cependant, la construction d'un gazoduc nécessite des investissements importants, qui sont apportés par les grandes compagnies pétrolières. Pour les convaincre d'investir, il faut que le projet leur semble rentable et que les risques politiques soient faibles. Or la région de la Caspienne et du Caucase est d'une instabilité chronique et les différents projets de pipelines répondent souvent à des volontés politiques qui ne vont pas nécessairement de paire avec une rentabilité économique.

En parallèle avec le développement de son réseau de gazoduc et la diversification de ses approvisionnements, la Turquie va devoir faire un gros effort dans la construction de nouvelles centrales électriques ; on estime que le déficit en électricité atteindra 4 Md de kWh d'ici la fin de l'année (pour un taux de croissance de 6% en 2000) voire 7.5 Md de kWh (si le taux de croissance s'élève à 10%).

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.

ANNEXES

Les programmes TRACECA et INOGATE

Présentation du contexte, des acteurs institutionnels et leurs priorités

Dans le cadre de l'intégration des pays d'Europe de l'Est, de leurs infrastructures et de la sécurisation de ses sources d'approvisionnement énergétique, l'Union Européenne a mis en place depuis 1991 plusieurs programmes chargés de travailler très en amont :

TACIS : Le programme TACIS a été lancé par l'UE en 1991 et visait à développer les NIS (Newly Independent States). Le programme TACIS a reçu à ce jour plus de 3 Md d'€ et a permis le lancement de 2 250 projets. Les actions menées dans le cadre de TACIS suivent plusieurs grands axes, l'aide étant fractionnée en secteurs distincts, chaque pays bénéficiaire déterminant lui même ses secteurs prioritaires : réforme de l'administration publique, restructuration des entreprises publiques, développement du secteur privé, amélioration des infrastructures de transport, de télécommunication et énergétiques, sécurité du nucléaire, protection de l'environnement, mise en place d'une production agricole vivrière de qualité et développement des services sociaux et éducationnels.

TRACECA (Transport Corridor Europe Caucasus Asia) : Programme lancé à Bruxelles en 1993 dans le cadre de l'aide TACIS (4^{ème} 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.

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

INOGATE : (INterstate Oil & Gas Transport to Europe), représente le volet énergétique du programme TRACECA, ce programme vise deux objectifs principaux :

™ Réhabiliter, rationaliser et moderniser le réseau de transport gazier et les réseaux d'approvisionnement en pétrole et produits raffinés

™ 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 :

™ Réhabilitation des pipelines en Asie Centrale, au Caucase, en Ukraine, Biélorussie et Moldavie.

™ Étude de faisabilité technique d'un pipeline à travers la Caspienne.

™ Réhabilitation des infrastructures de transport et de traitement des produits pétroliers.

™ Assistance technique à la coopération régionale.

INOGATE sert généralement à réaliser des études de faisabilité qui permettront, à terme, d'investir dans le secteur. Depuis 1995, INOGATE s'est doté d'un groupe de travail composé des bénéficiaires et d'observateurs frontaliers concernés par le projet :

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			

⁶ Banque Européenne pour la reconstruction et le développement.

⁷ Banque Européenne d'Investissement.

Pour la période 1998/1999, le programme INOGATE couvre les actions suivantes :

Priorités principales	Actions à mener sur la période
Moderniser et améliorer les méthodes de gestion utilisées sur la zone	Divulgarion de méthodes plus efficaces et "market minded" pour la gestion des ressources.
Réhabiliter les réseaux existants	Réalisation d'un "Business Plan" dont l'échéancier garantira le bon déroulement des opérations de financement.
Identifier et évaluer les nouveaux tracés	Définir les investissements à apporter et chercher des financements auprès d'institutions de crédit publiques ou privées.
Définir une approche institutionnelle et financière du transport et du transit d'hydrocarbures	Constituer une charte juridique qui servira de cadre aux accords à venir
Apporter des financement d'urgence	3 projets en cours concernent l'identification des projets prioritaires, l'introduction de nouvelles technologies et la divulgation de nouvelles méthodes.

Les tracés soutenus par le programme INOGATE

L'orientation que prend le programme se précise depuis l'intégration, lors de la réunion de Bruxelles en février 1999, de la Bulgarie et de la Roumanie en temps que membres à part entière de l'organisation. Sur fond de crise asiatique et de crise financière russe, les thèmes de la réunion se sont principalement axés sur les sources de financement des projets énergétiques. Il est à ce titre intéressant de noter que la Banque Européenne d'Investissement et ECS figurent depuis peu parmi les institutions qui financent les projets. Le nombre de pays concernés par le programme INOGATE s'accroissant, les besoins de financement suivent la même tendance.

Les objectifs à court et moyen terme du programme ont alors été recentrés comme suit :

- ™ Assurer la sécurité des approvisionnements et contrôler les marchés des hydrocarbures (notamment via le projet du terminal pétrolier de Moldavie)
- ™ Étudier et mettre en oeuvre de nouveaux tracés d'évacuation des hydrocarbures caspiens (notamment la construction du terminal d'Odessa en Ukraine qui sera relié à l'oléoduc Druzhba pour rejoindre le port polonais de Gdansk)

™ Participer à la construction de nouveaux réseaux de transports (qui visent éventuellement à évacuer les premières huiles de Bakou-Supsa).

Après une longue période de réflexion, les projets soutenus par l'Europe et les tracés reliant le Caucase à l'Europe commencent à prendre forme. Le corridor européen est comparable à l'américain à l'exception notable cependant qu'il évite le Bosphore mais aussi la Turquie (à la satisfaction de la Grèce) et paraît plus facile à mettre en place que le projet américain. Ces tracés traversent la Mer Noire (l'UE finance l'augmentation de la capacité du terminal de Supsa à hauteur de 25 M de \$) ou la contournent par le Nord, évitant les nombreux conflits régionaux et l'instabilité politique de la Caspienne, s'appuyant sur les structures existantes pour alimenter le maillage européen de pipelines. Accessoirement, l'Europe ménage la Russie et participe au développement économique durable des pays de l'Est.

Dans cette optique, la Bosnie, la Croatie et la Yougoslavie ont été intégrées en temps qu'observateurs très récemment, tandis que la Bulgarie et la Roumanie furent intégrées au projet en tant que bénéficiaires en décembre 1998. L'Europe ne se désintéresse pas d'un accès direct à la Mer Noire pour ses approvisionnements en hydrocarbures (Supsa a démarré les exportations en avril 1999). Le transport se ferait par voie maritime, mais les hydrocarbures ne traverseraient pas le Bosphore car ils seraient déchargés sur la rive Ouest de la Mer Noire.

Au demeurant, la Bulgarie et la Roumanie (ainsi que la Moldavie qui accède à la Mer Noire par l'embouchure du Danube) lancent depuis 2 ans des projets visant à accroître leur capacité d'importation et de raffinage, notamment dans le secteur gazier : la Roumanie possède le plus important terminal de Mer Noire (Constanza) ; la Bulgarie a lancé une étude de faisabilité pour agrandir ses infrastructures portuaires et la Moldavie souhaite construire un terminal. Cette route alternative commence à prendre corps : à preuve le prêt de 600 000 \$ accordé en juin 1999, par les Etats-Unis à la Bulgarie pour réaliser une étude de faisabilité

La Turquie : nouveau signataire du programme INOGATE

Le 10 mars 2000, la Commission Européenne a annoncé 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.

Indications bibliographiques

Sites WEB des compagnies nationales turques :

www.botas.gov.tr : Botaş, monopole de distribution du gaz et du transport de pétrole

www.tpao.gov.tr : TPAO, monopole de l'extraction et de la prospection pétrolière

www.tupras.com.tr : Tupraş, raffineries

Sites WEB d'information :

www.gasandoil.com/goc : site publiant chaque semaine des articles très actualisés analysant les projets en cours dans le domaine du gaz et du pétrole.

www.stratfor.com : site d'analyse de l'actualité comportant des articles intéressants sur les questions géostratégiques de la région.

www.eia.doe.gov : site de l'EIA (Energy Information Administration) proposant des rapports énergétiques par pays, actualisés chaque année.

www.azeri.com : coordonnées des représentants des compagnies pétrolières et des différents projets en Azerbaïdjan

www.turkey-news.com, www.first-exchange.com, www.caspiansea.com, www.herald.asdc.kz, www.users.uswest.net, www.worldiran.com : sites de revues de presse de la région.

Publications :

Lettre de l'Energie CEI - Russie : publié par les Services d'Expansion Economique en Azerbaïdjan, Kazakhstan, Ouzbékistan, Russie, Turkménistan et Ukraine. (moscou@dree.org)

Unités d'énergie et de volume, table de conversion

Un litre de pétrole brut pèse entre 0.8 et 0.95 kg (sa densité varie en effet d'un gisement à l'autre, en fonction de sa composition). Pour mesurer les quantités produites, deux unités sont couramment utilisées : la tonne et le Baril. Un Baril contenant 159 litres, pour convertir une tonne en Baril, il faut approximativement multiplier par 7 (et par 0.14 pour effectuer l'opération inverse). La production est mesurée en Baril par jour ou en tonne par an.

1 tonne = 7 barils
1 Baril/jour = 50 tonnes/an

Volumes	valeur en unité de base	valeur en m ³	valeur en scf	valeur en BL	valeur en gal	valeur en L	valeur en tonnes*
mètres cubes m ³	1	1,000E+0	3,531E+1	6,290E+0	2,642E+2	1,000E+3	
standard cubic feet scf	1	2,832E-2	1,000E+0	1,781E-1	7,481E+0	2,832E+1	
Baril BL	1	1,590E-1	5,614E+0	1,000E+0	4,200E+1	1,590E+2	1,364E-1
gallon US gal	1	3,785E-3	1,337E-1	2,381E-2	1,000E+0	3,785E+0	3,248E-3
litres L	1	1,000E-3	3,531E-2	6,290E-3	2,642E-1	1,000E+0	8,581E-4
tonnes de pétrole	1			7,330E+0	3,079E+2	1,165E+3	1,000E+0

(*) pour une huile de 26 ° API

Principales unités et abréviations

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* = 1 mile terrestre = 1609 mètres

Tcf = *Trillion Cubic Feet* = Milliard de pieds cube

1 BL = 1 *Baril* = 42 *gallons* = 158.98 Litres

1 Btu = 1 *british thermal unit*

énergie	valeur en unité de base	valeur en kcal	valeur en KJ	valeur en TeC	valeur en TeP	valeur en BeP	valeur en Btu	valeur en m ³ NG	valeur en ft ³ NG	valeur en kWh	valeur en tGNL	valeur en m ³ GNL
kilo calorie kcal	1	1,00E+0	4,18E+0	1,43E-7	1,00E-7	6,84E-7	3,97E+0	1,06E-4	3,97E-3	1,16E-3	7,69E-8	1,79E-7
kilojoule kJ	1	2,39E-1	1,00E+0	3,42E-8	2,39E-8	1,64E-7	9,49E-1	2,54E-5	9,49E-4	2,78E-4	1,84E-8	4,29E-8
Tonne équivalent Charbon TeC	1	7,00E+6	2,93E+7	1,00E+0	7,00E-1	4,79E+0	2,78E+7	7,45E+2	2,78E+4	8,13E+3	5,38E-1	1,26E+0
Tonne équivalent pétrole TeP	1	1,00E+7	4,18E+7	1,50E+0	1,00E+0	7,33E+0	3,97E+7	1,06E+3	3,97E+4	1,16E+4	7,69E-1	1,79E+0
Baril équivalent de pétrole BeP	1	1,46E+6	6,11E+6	2,09E-1	1,46E-1	1,00E+0	5,80E+6	1,55E+2	5,80E+3	1,70E+3	1,12E-1	2,62E-1
British thermal unit Btu	1	2,52E-1	1,05E+0	3,60E-8	2,52E-8	1,72E-7	1,00E+0	2,68E-5	1,00E-3	2,93E-4	1,94E-8	4,52E-8
équivalent m ³ GN	1	9,40E+3	3,93E+4	1,34E-3	9,40E-4	6,43E-3	3,73E+4	1,00E+0	3,73E+1	1,09E+1	7,23E-4	1,69E-3
équivalent ft ³ NG	1	2,52E+2	1,05E+3	3,60E-5	2,52E-5	1,72E-4	1,00E+3	2,68E-2	1,00E+0	2,93E-1	1,94E-5	4,52E-5
équivalent kilo-watt heure kWh	1	8,61E+2	3,60E+3	1,23E-4	8,61E-5	5,89E-4	3,42E+3	9,16E-2	3,42E+0	1,00E+0	6,62E-5	1,54E-4
équivalent tonne de GNL tGNL	1	1,30E+7	5,43E+7	1,86E+0	1,30E+0	8,89E+0	5,16E+7	1,35E+3	5,16E+4	1,51E+4	1,00E+0	2,28E+0
équivalent m ³ GNL	1	5,57E+6	2,33E+7	7,96E-1	5,57E-1	3,81E+0	2,21E+7	5,93E+2	2,21E+4	6,47E+3	4,29E-1	1,00E+0

Relations utilisées: 1kcal= 4,18kJ

1TeC= 7E+6 kcal

1TeP=10E+6 kcal

1BeP= 1,46E+6 kcal

1Btu= 0,252 kcal

1m³NG= 9,4E3 kcal

1ft³NG=252 kcal

1kWh= 861kcal

1m³GNL=593 m³GN

1tGNL=1,3 TeP

1tGNL=1350 m³GN

Sources: Sites Shell et BP, Commissariat général du plan.

Le statut de la mer Caspienne

La querelle

Elle constitue une conséquence logique mais non anticipée de l'éclatement du bloc soviétique. Jusqu'en 1991 le statut était fixé par deux accords datant de 1921 et 1940 entre l'URSS et l'Iran seuls riverains à l'époque. L'accord stipulait que la Caspienne était partagée selon la « frontière imaginaire » Astara-Hasangouli. Or, depuis 1991 et l'indépendance de 3 nouveaux pays riverains, aucun accord n'a pu être conclu pour offrir à la Caspienne un nouveau cadre légal. La déclaration d'Amalty de décembre 1991 créant la CEI, par laquelle « les Etats membres de la CEI garantissent (...) les engagements internationaux pris par l'ex-URSS » implique, du point de vue russe, le respect du statut hérité des accords soviéto-iraniens jusqu'à ce qu'un nouvel accord soit signé par les cinq partis concernés ou qu'un régime de coopération soit instauré. Les discussions multilatérales qui ont lieu depuis 1992 n'ont abouti à aucune entente.

La Russie et l'Iran considèrent que la Mer Caspienne est un lac et non une mer. La position russe est exposée très clairement dans un document publié en 1994 : « La Mer Caspienne, qui n'est pas reliée naturellement à l'océan mondial est une mer fermée. Les normes du droit maritime international (...) ne lui sont donc pas applicables ». L'Iran défend aussi cette position en expliquant que « la Mer Caspienne est une étendue d'eau, qui par son caractère unique, présente une importance capitale pour les Etats riverains. Ces Etats sont conjointement responsables de son utilisation, de la mise en valeur de ses ressources naturelles et de la préservation de l'environnement ». Cela permettrait de plus à ces deux pays qui n'ont pas trouvé de grands champs le long de leur côte, de pouvoir exploiter ceux des autres.

Le Kazakhstan et l'Azerbaïdjan qui disposent des côtes importantes et souhaitent pouvoir exploiter à leur seul profit le sol et le sous-sol de la Caspienne s'opposent aux prétentions russes et iraniennes. Ils défendent le statut de « mer ouverte », où s'appliquerait le droit maritime international. L'Azerbaïdjan soutient une division selon une ligne médiane du fond, de la surface et de la colonne d'eau tandis que le Kazakhstan propose de ne diviser que le fond selon le principe de la ligne médiane et de gérer en commun la colonne d'eau et la surface.

Le Turkménistan est plus modéré ; proche de Téhéran, il serait favorable à la position russe et s'est accordé avec ces deux pays sur un statut de la Caspienne reconnaissant aux pays riverains une zone exclusive de 45 miles nautiques (le droit international autorise 12 miles nautiques).

Cependant, les positions des différents Etats sont en constante évolution. Ainsi, l'opposition russe à la thèse azérie pourrait évoluer puisque l'Azerbaïdjan s'ouvre aux intérêts pétroliers russes (une participation russe à l'AIOC a été obtenue). La position turkmène s'était rapprochée de la position azérie, par la signature d'une déclaration commune le 5 février 1998 dans laquelle les deux pays acceptent que le partage de la Mer Caspienne se fasse selon le principe d'une ligne médiane qu'il importera de déterminer de manière commune. Ce changement de la position turkmène peut s'expliquer par la volonté de réaliser le projet Transcaspien. Maintenant que ce projet semble abandonné, le Turkménistan semble revenir à sa position initiale à propos de laquelle il a signé un accord avec l'Iran. Récemment, l'Iran s'est dit prêt à soutenir une division totale de la mer Caspienne selon le principe d'une ligne médiane. Une division équitable (20% de la superficie ou des ressources pour chacun des cinq pays riverains) est aussi souvent avancée par l'Iran mais cette solution est unanimement rejetée. Tout ceci, ainsi que les très nombreuses déclarations bilatérales montrent la complexité des relations qui se nouent dans cette région. (pour un exposé détaillé de tous les textes signés bilatéralement ou multilatéralement, on pourra se référer à la fiche de synthèse intitulée *La question de la Caspienne* publiée par le PEE de Téhéran).

Quoiqu'il en soit, l'incertitude fait peser un risque théorique sur la propriété des champs déjà en exploitation, laquelle est contestée : c'est notamment le cas des champs Azeri et Chirag que le Turkménistan et l'Azerbaïdjan revendiquent l'un et l'autre mais aussi celui des champs Kurdashi (Agip) et Alov (BP) revendiqués par l'Azerbaïdjan et l'Iran.

Ses conséquences économiques

Cette querelle a retardé mais pas arrêté le processus d'exploration et de production des ressources pétrolières et gazières de la région. Peu de contrats ont été annulés, malgré les protestations des États en présence. On a même pu remarquer la présence du Premier Ministre russe en novembre 1997 lors de la cérémonie de mise en production du premier site azéri. De même, la Russie a lancé en septembre 1997 une offre pour l'exploration d'un champ revendiqué par les Kazakhs. En revanche, pour ce qui est du Turkménistan qui s'était approprié le champ Sédar et en avait planifié l'exploitation par la compagnie azérie SOCAR, Lukoil et Rosneft, ce contrat a été annulé par le président Eltsine.

Même s'il apparaît important de régler cette question à moyen/long terme, chacun des 5 États riverains tente d'utiliser la politique du fait accompli comme moyen de pression. Il semble peu probable que la situation s'exacerbe au point d'atteindre un point de non retour principalement du fait des intérêts croisés que les pays entretiennent entre eux et de l'impérative nécessité d'évacuer ces ressources : des concessions sont donc nécessaires.

Conclusion

Plusieurs facteurs incitent les parties en présence à trouver rapidement un accord sur le statut de la mer Caspienne afin d'assurer la stabilité de la région. Elles ont notamment besoin d'attirer les investisseurs étrangers pour développer leurs réserves et financer leur désenclavement. Les pressions des grandes compagnies pétrolières et de la collectivité internationale sont fortes : les Américains ont par exemple rappelé le 12 février 1998, leur volonté de voir ce problème réglé « d'une manière qui permette une rapide mise en production et exportation du pétrole et du gaz » de la Caspienne.

Cependant, même s'il semble qu'un consensus se dessine autour du statut de « mer ouverte », tout porte à croire que le flou et l'empirisme prévaudront encore quelques années, la définition du statut de la Caspienne traduisant moins un enjeu juridique que l'affrontement d'intérêts économiques et géopolitiques.

Une réunion des vice-ministres de Affaires Étrangères des pays riverains est prévue mi-septembre et permettra de mesurer les concessions faites par les différents Etats et les volontés réelles de définir le statut de la Caspienne.

La navigation sur le Bosphore : Historique et cadre juridique

Introduction

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 Turquie avec ses 12 millions d'habitants et cette zone représente aujourd'hui 60 % du PNB du pays.

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 *Vehicle 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.

De nombreux accidents

Le Bosphore ne compte pas moins de 12 méandres dont 4 ne permettent pas de voir les navires arrivant en sens opposé. A *Kandilli*, le passage fait moins de 800 mètres de large et le virage est à 45°. Les forts courants entre la mer de Marmara et la Mer Noire sont un autre obstacle à la navigation.

L'augmentation du trafic ainsi que l'apparition d'échanges pétroliers à travers le Bosphore ont provoqué un certain nombre d'accidents et ont eu des conséquences graves sur l'environnement : on estime que chaque année 20 tonnes de polluants par km³ sont déversés dans la Mer Noire contre 3,8 dans la mer Méditerranée.

Au début de l'année 1979, le pétrolier roumain *Esperanza* et un cargo grec entrèrent en collision près de *Haydarpaşa*. L'explosion fût terrible et plusieurs milliers de tonnes de gasoil se répandirent jusqu'à la mer Égée à travers la mer de Marmara et le détroit des Dardanelles.

En mars 1994, le pétrolier chypriote *Nassia* avec de 19 millions de gallons (450 000 barils, 60 000 tonnes) de brut chargés à Novorossiysk éperonna le cargo *Sea Broker* qui battait également pavillon grec. Trois des dix réservoirs du tanker furent endommagés, ce qui causa un incendie d'une semaine dans lequel 30 hommes d'équipage périrent.

Sans que toutes atteignent de telles proportions, on a dénombré plus de 155 collisions entre 1988 et 1992. Leur nombre a néanmoins été considérablement réduit par l'introduction du TSS.

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 règles de circulation dans le Bosphore. Les modifications apportées ont été les suivantes :

™ 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.

™ Le pilotage automatique est interdit.

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

™ 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.

™ 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.

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

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

Relation avec l'OMI et la Russie.

Ces mesures provoquent l'ire des pays riverains de la Mer Noire, notamment de la Russie qui accusa la Turquie d'exagérer les risques écologiques pour gêner les projets d'évacuation de pétrole de la mer Caspienne vers Novorossiysk, ce qui mettrait fin à son monopole. La Turquie fut soupçonnée de sous-estimer sciemment les volumes d'huiles qui transitaient par les détroits pour magnifier l'impact de la montée en puissance des exportations pétrolières de la mer Caspienne. Le gouvernement fut également accusé d'imposer des temps d'attente excessifs aux navires russes augmentant ainsi leurs coûts d'acheminement. Selon Amoco, un jour d'attente devant le Bosphore augmente le coût du Baril de 3 à 10 cents selon la taille du tanker.

Cependant, ce système amélioré le 24 avril 1998, a reçu le soutien de l'OMI et des américains. Il est même jugé encore insuffisant. La Turquie a nommé l'amiral Güven ERKAYA, ex-officier supérieur de la marine turque à la tête d'une commission de 40 spécialistes pour établir un système moderne de suivi des véhicules (*Vehicle Tracking System*) d'ici l'an 2000. Le principal problème qu'il reste à résoudre est celui du financement d'une installation aussi coûteuse (radar, centre de contrôle). En effet, aux termes du traité de Montreux, la Turquie n'a pas le droit de faire acquitter aux bateaux un droit de transit.

Conclusion

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 peuvent raisonnablement être mises à exécution. Le problème des risques d'accidents dans les détroits turcs est cependant réel. Une collision entre un tanker et un bateau-bus par exemple pourrait durcir le point de vue des Turcs. Si le détroit devait être fermé pour cause d'accident, on estime que les premiers signes de pénurie apparaîtraient dès le quatrième jour à Kiev. Les parties en présence seront donc conduites, par la force des choses, à reconnaître le principe d'une régulation du trafic : il restera à en négocier la mise en œuvre.

En attendant, le gouvernement turc tente de lancer depuis 1998 l'appel d'offres concernant le FACASTCS (Fully Automatic Computer Aided Ship Traffic Control System) mais le montant (40 M de \$) et le mode de financement (fonds propres) retardent la réalisation du projet.

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.

Réserves, production et exportation en hydrocarbures

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

⁸ Réserves prouvées en 1999

⁹ Chiffres de 1999

Figures et Graphiques

figure 1. Évolution de la consommation d'énergie (1985-1999)	7
figure 2. Origine de la production d'électricité (1999, source Revue Enerji)	8
figure 3. Répartition de la capacité installée (1998, source World Energy Council)	9
figure 4. Répartition de la capacité installée (prévision pour 2020, source World Energy Council)	9
figure 5. Consommation de gaz naturel (1985-2000)	10
figure 6. Répartition sectorielle de la consommation de gaz naturel (1999, source Botaş)	10
figure 7. Prévisions de répartition de la consommation de gaz (2000-2020, source MERN)	11
figure 8. Consommation de pétrole (1985-1999)	12
figure 9. Répartition par pays des importations de pétrole en 1998 (source : Botaş)	14
figure 10. Cartes des gazoducs turcs (source : Botaş)	19
figure 11. Les raffineries et oléoducs en Turquie (source : Tupaş)	20
figure 12. Localisation de Shah Deniz en Mer Caspienne (Source : BP-Statoil)	36

Abréviations et Sigles utilisés

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

*Étude réalisée pendant l'été 2000
au Poste d'Expansion Economique d'Ankara*

Remerciements

*Botaş, Crédit Agricole-Indosuez, Crédit Lyonnais ,Energy, Fernas,
PEE d'Amalty, de Bakou, de Moscou et de Téhéran,
Pennzoil, Pet Holding, Shell Azerbaïdjan et Turquie, Statoil,
Tekfen, The Chase Manhattan Bank, TotalFinaElf, TPAO*